© THE QUEEN'S PRINTER FOR ONTARIO
2000

REPRODUCED WITH PERMISSION

L'IMPRIMEUR DE LA REINE POUR L'ONTARIO

REPRODUIT AVEC PERMISSION

micromedia
a division of IHS Canada

20 Victoria Street
Toronto, Ontario M5C 2N8
Tel.: (416) 362-5211
Toll Free: 1-800-387-2689
Fax: (416) 362-6161
Email: info@micromedia.on.ca

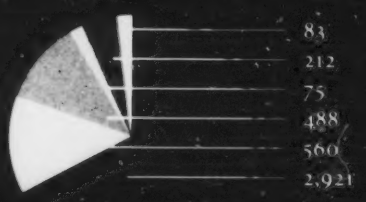
building on our foundation

ONTARIO POWER GENERATION INC. 1999 ANNUAL REPORT

ONTARIOPOWER GENERATION

revenues by customer type ($M)

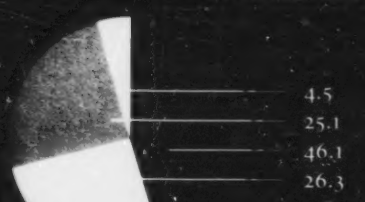
Total revenue $4,339 million for 9 months



- Municipal
- Industrial
- Rural
- IMO
- Interconnect
- Non-energy

energy sources (TWh)

Total generation for 9 months



- Nuclear
- Fossil
- Hydroelectric
- Purchases

positioning for growth and success

In 1999, Ontario Power Generation

- successfully transitioned its business from Ontario Hydro
- improved environmental performance – including ISO 14001 registration of environmental management systems at all major generating stations
- capitalized on buoyant energy demand to produce profits well above plan
- successfully met seven new all-time summer demand peaks with no service disruptions
- commenced a major decontrol program
- exceeded nuclear generation target by 8 per cent
- established a $600 million cash and liquidity line with banks
- completed all key Y2K deliverables
- launched a major initiative to find partners for the company's information technology function
- launched a corporation-wide supply chain management program to identify significant cost savings

101-02455/

Financial achievements for nine months ended December 31, 1999

Sales of 102 terawatt-hours (TWh) of electricity

Revenues of $4,339 million

Net income of $326 million

Earnings per share of $1.27

Cash from operating activities of $549 million

Return on equity of 8.5%*

*Annualized basis

corporate profile Ontario Power Generation (OPG) is one of the largest electricity generators in North America. As of December 31, 1999, the company owned five nuclear generating stations, six fossil-fueled generating stations and 69 hydroelectric stations. The installed generating capacity was approximately 30,900 megawatts (MW), consisting of 13,900 MW of nuclear generating capacity (of which 5,100 MW has been temporarily laid up); 9,700 MW of fossil-fueled generating capacity; and 7,300 MW of hydroelectric generating capacity.

OPG's principal business is the generation and sale of electricity in the Ontario wholesale market, with surplus electricity being sold into the interconnected markets of Quebec, Manitoba and the United States northeast and midwest regions. Customers in Ontario at the end of 1999 included 237 municipal utilities, 101 large direct industrial customers and Hydro One (formerly Ontario Hydro Services Company). The municipal utilities in turn supplied more than three million customers, while Hydro One supplied about 930,000 customers.

financial highlights – nine months

RESULTS OF OPERATIONS

$ millions unless otherwise stated	APRIL 1 TO DECEMBER 31 1999
Electricity sold (TWh)*	102.0
Revenues	4,339
Operating income	750
Net income	326
Earnings per share ($/share)	1.27
Capital expenditures	450
Cash flow from operating activities	549
At year-end:	
Total assets	15,610
Long term debt	3,422
Shareholder's equity	5,417

quarterly financial highlights

NINE MONTHS ENDED DECEMBER 31, 1999

$ millions unless stated otherwise	Q2	Q3	Q4	TOTAL
Electricity sold (TWh)	32.6	35.5	33.9	102.0
Revenues	1,375	1,582	1,382	4,339
Operating income	240	384	126	750
Net income	105	186	35	326
Earnings per share ($/share)	0.41	0.72	0.14	1.27

* 1 kilowatt-hour (kWh) is the energy expended by ten 100-watt lights burning for one hour. A megawatt-hour (MWh) is 1,000 kWh, and a terawatt-hour (TWh) is 1 billion kWh.

Building on our foundation:

ONTARIO POWER GENERATION INC. 1999 ANNUAL REPORT

contents

A Message from the Chairman and the President 2
Building on Our Foundation 5
Report on Operations 14
Financial Section 21
Governance 59
Board of Directors 60
Corporate Senior Management 61
Ontario Power Generation Generating Stations 62

Our strong first-year financial results and operating performance underscore our ability to compete and win in an open electricity marketplace.

LEFT: BILL FARLINGER, CHAIRMAN

RIGHT: RON OSBORNE, PRESIDENT & CHIEF EXECUTIVE OFFICER

Laying the groundwork for growth

Innovative management of our generation mix, a strong sales and marketing capability, and exceptional environmental performance will make us a competitive leader in the marketplace.

The year 1999 was significant for Ontario Power Generation Inc. (OPG). We commenced operations as a commercial electricity generation company in April 1999, having emerged as one of the successor businesses from the restructuring of the former Ontario Hydro.

In the near future, Ontario's electricity market is scheduled to open to wholesale and retail competition. OPG enters this world with a strong foundation of core strengths, enhanced by new initiatives and approaches to ensure our long-term success and growth.

We have a fleet of low-cost, high-quality and competitive generation assets. Our environmental record is good, and our goal is to be a leading North American performer in this area. We are concentrating on core business improvements. We are building a new performance-based culture with a strong customer orientation to address the challenges and opportunities of operating in a competitive electricity market.

To promote competition, the provincial government has mandated that OPG reduce its control of generation capacity in Ontario over a 10-year timeframe. In response, we have started a process to "decontrol" or transfer the control of a portion of our assets to others, beginning with the Bruce nuclear station; and we have announced our intention to decontrol the Lennox and Lakeview fossil-fueled generating stations.

We are developing relationships with the investment community to expand our access to capital markets. Our executive team has considerable experience in managing through periods of intense change.

In short, we are acquiring the necessary tools and competencies to ensure our long-term success.

Earnings Exceed Target

Our financial results for the nine months ended December 31, 1999, were strong and considerably ahead of plan:

- total revenues exceeded $4.3 billion;
- operating income and net income were $750 million and $326 million respectively;
- capital expenditures to ensure generating reliability and environmental responsibility totaled $450 million;
- cash flow from operating activities was $549 million;
- total volume of electricity sales was 102 terawatt-hours (TWh); and
- return on equity was 8.5 per cent on an annualized basis – a strong start toward reaching our goal of 14 per cent ROE.

OPG's Key Strategic Initiatives – Building Blocks for Long-Term Success

GENERATION PERFORMANCE: Historically, peak customer demand for electricity in Ontario occurred in winter. In 1999, for the second year in a row, the summer demand peak exceeded that of winter. OPG now meets peak demands in both the summer and winter. To meet this challenge, we operated our plants at the highest levels of performance while maintaining an uncompromising commitment to safety and environmental stewardship.

Last year, our nuclear stations generated 4.7 terawatt-hours more electricity than planned – enough power to meet Ontario's electricity needs for more than a week.

Our goal is to transform our nuclear plants into top global performers within three years. As part of this effort, extensive training and refurbishing programs are under way, and we are working closely with the regulator to meet or exceed industry-leading safety objectives.

We are also continuing the process of returning our Pickering A nuclear units to service. This initiative will add 2,000 megawatts (MW) of low-cost, low-emission energy to our portfolio and will contribute significantly to our profitability.

Performance improvements at our fossil-fueled stations have resulted in increased reliability and efficiency. Over the past two decades, we have also reduced emissions of gases that contribute to acid rain and smog. More will be done in this area. We are committed to make further emission reductions at our fossil-fueled stations.

We continue to implement a major long-term program for upgrading our hydroelectric facilities.

BECOMING A MARKET- AND PERFORMANCE-DRIVEN ENTERPRISE: We are controlling costs, improving safety margins at our generating stations, capitalizing on new growth opportunities and serving customers more effectively with innovative products and services. We are also enhancing our strengths in trading, marketing and sales.

OPG is instituting incentive programs to reward workplace performance and excellence. New relationships have been forged with the unions based on mutual respect and trust. We also launched a major partnership initiative for our information technology business and found alliance partners for our research and development operations.

In June 2000, OPG received investment-grade credit ratings from Canada's two major rating agencies.

HEALTH AND SAFETY: OPG is committed to the safe operation of all its facilities and to workplace health and safety excellence. Unfortunately, in 1999 we failed to meet a number of our workplace health and safety targets. In partnership with the unions, we are systematically addressing these issues, and workplace safety has shown a significant improvement in the first five months of 2000.

ENVIRONMENTAL PERFORMANCE: Our goal is continuous environmental leadership.

Nearly 75 per cent of our generation is derived from nuclear and hydroelectric sources, which generate virtually no acid gas or greenhouse gas emissions. We are also one of the first North American electricity producers to have all major operating facilities certified under ISO 14001, the international benchmark in environmental management systems. Environmental strategies are central to all of our major business plans and initiatives. We have developed programs for early identification and management of all environmental risks.

DECONTROLLING ASSETS: Our generating licence, granted by the Ontario Energy Board, requires us to reduce our control of generation capacity to no more than 35 per cent of generation available to Ontario by 2010.

We have already announced a process designed to decontrol one major nuclear facility, and also our intention to decontrol a further 4,000 MW, including two major price-setting fossil-fueled stations. The transfer of these stations to third parties will facilitate customer choice and competition as well as meet our requirement to reduce our control over generation in Ontario.

GOING FORWARD: Our goal is to build a company that will be competitive and deliver maximum value to our shareholder, the Province of Ontario. The provincial government has initiated a process to explore options with respect to its ownership of OPG. Our objective is to ensure that the shareholder has a wide range of options to choose from.

OPG is moving from a traditional utility operating in a closed marketplace to a premier North American energy company operating in a competitive arena. We will utilize our strengths to provide low-cost power solutions to customers. We will do so in a manner that is safe and environmentally responsive, that delivers superior shareholder value and meets the needs of people, communities and a growing province.

Bill Farlinger, *Chairman*
Ron Osborne, *President and Chief Executive Officer*

building on our foundation

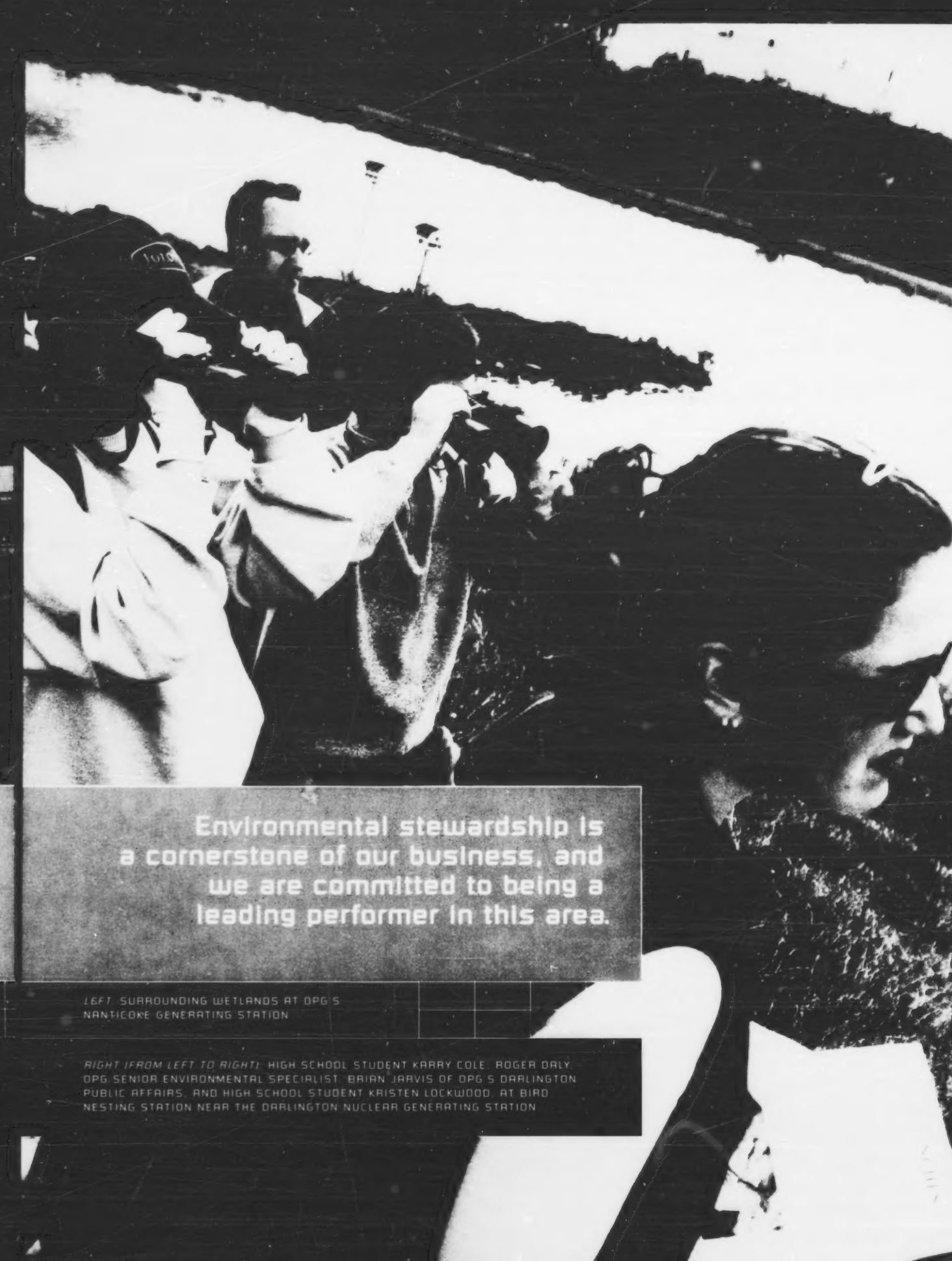
We've put in place the business fundamentals to make us a more customer-focused company with a strong commercial orientation. We will build on this base to capitalize on significant growth opportunities emerging in the North American energy market.

A VISUAL PORTFOLIO

Performance excellence is critical to building credibility with customers, regulators, investors and capital markets.

LEFT OPG EMPLOYEE TONY JOHNSTON, AUTHORIZED NUCLEAR OPERATOR-IN-TRAINING, AT OUR NUCLEAR GENERATING STATION SIMULATOR, PICKERING, ONTARIO

RIGHT SCOTT COUNSELL, ELECTRICAL MAINTAINER, SIR ADAM BECK GENERATING STATION, NO. 2



Environmental stewardship is a cornerstone of our business, and we are committed to being a leading performer in this area.

LEFT SURROUNDING WETLANDS AT OPG'S NANTICOKE GENERATING STATION

RIGHT (FROM LEFT TO RIGHT) HIGH SCHOOL STUDENT KARRY COLE, ROGER DALY, OPG SENIOR ENVIRONMENTAL SPECIALIST BRIAN JARVIS OF OPG'S DARLINGTON PUBLIC AFFAIRS, AND HIGH SCHOOL STUDENT KRISTEN LOCKWOOD, AT BIRD NESTING STATION NEAR THE DARLINGTON NUCLEAR GENERATING STATION

We are creating a commercially based sales and marketing infrastructure that is flexible, responsive and adaptive to rapid change.

LEFT: REAL TIME ELECTRICITY MARKET TRADING BOARD AT OPG'S TRADING FLOOR

RIGHT: MICHAEL MOORE AND ROBERT WANLESS, OF OPG'S COMMERCIAL OPERATIONS TRADING DEPARTMENT

LEFT DON DIONNE, TEAM LEADER, AND BRIAN REECE, REGIONAL MAINTAINER PERFORMING REHABILITATION WORK AT SIR ADAM BECK GENERATING STATION NO 2

RIGHT CATHERINE ELLA, ACCOUNT MANAGER, COMMERCIAL OPERATIONS

A solid platform for long-term growth

Strong financial results, continually improving generating performance, a commitment to environmental excellence and a focused strategy for future growth are building a framework for future success.

Electricity industry restructuring in Ontario began in 1996 with the release of the Macdonald Committee's report on competition in Ontario's electricity system. In 1997, the provincial government's White Paper described its plan to reform Ontario's electricity industry and led to the passage of restructuring legislation: the *Energy Competition Act, 1998*, and the *Electricity Act, 1998*. The legislation laid out a broad framework for a restructured industry that included:

- competition in energy sales at both the wholesale and retail levels; and
- the breakup of Ontario Hydro, the vertically integrated electric utility monopoly in Ontario, into an unregulated generation business, a regulated wires business, an Independent Electricity Market Operator (IMO) and two smaller specialized entities.

Accordingly, in April 1999, Ontario Hydro's assets were split into five successor entities.

Ontario Power Generation Inc. (OPG) assumed the generation business formerly operated by Ontario Hydro. Hydro One Inc. (formerly Ontario Hydro Services Company) operated the transmission, distribution and energy services businesses. The remaining three, operating on a not-for-profit basis, are the Electrical Safety Authority, the industry's safety inspection agency; the IMO, responsible for operating and administering the new market and ensuring reliability and access to transmission and distribution systems; and the Ontario Electricity Financial Corporation, which is responsible for managing and retiring Ontario Hydro's outstanding debt and other obligations.

A New Mandate and Vision

At OPG, we are building a new company, with a new mandate and vision. Whereas Ontario Hydro had an obligation to provide electricity regardless of the economics, OPG's mandate is now identical to that of any private-sector company: to compete effectively on a commercial basis, making sound business decisions to create and enhance shareholder value.

Our vision is to be a premier North American energy

The Road from Monopoly to Competition

1996

May 1996
Macdonald Committee, an advisory group to the Minister of Environment and Energy, produces its report, "A Framework for Competition," recommending the creation of a competitive electricity market in Ontario.

1997

November 1997
Provincial government White Paper, "Direction for Change: Charting a Course for Competitive Electricity and Jobs in Ontario."

1998

January 1998
Ontario Market Design Committee established.

Spring 1998
Ontario *Energy Competition Act* is introduced by the Minister of Energy, Science and Technology.

November 1998
Energy Competition Act is passed by the Ontario Legislature.

December 1998
OPG is incorporated under the *Ontario Business Corporations Act.*

company, focused on low-cost power generation and wholesale energy sales. The company's initial focus will be primarily on Ontario's electricity marketplace and other opportunities in interconnected markets. OPG also plans to selectively expand into regional markets, primarily in the U.S. Northeast and Midwest, as well as to consider other growth opportunities.

Building Blocks for Future Growth: Our Four Foundation Strategies

OPG has four foundation strategies for achieving its vision:

- ***Optimizing Our Portfolio Configuration*** by meeting our mandated decontrol requirements to reduce our market presence in Ontario through the configuration of a portfolio of diversified, strategic generation assets.
- ***Building Competitive Generation and Operations Management*** by enhancing our position as a low-cost producer and actively managing and optimizing the performance, safety and competitiveness of our generation assets.
- ***Expanding and Differentiating Our Marketing, Sales and Trading Capabilities*** by developing specialized marketing and sales capabilities to maximize customer relationships and exploit market opportunities for a range of innovative energy-related products and services.
- ***Enhancing Our Environmental Performance*** by balancing financial responsibility with environmental leadership while meeting the expectations of the communities in which we operate.

1. Optimal Portfolio Configuration

In April 1999, OPG began a process to optimize its generation portfolio. This process, part of our first strategic initiative, emerged from the Ontario government's commitment to foster greater electricity competition. To fulfill that commitment, the Province directed OPG to reduce its control of generation to no more than 35 per cent of available capacity in Ontario, within 10 years of the market opening. This involves two phases: first, decontrolling 4,000 megawatts (MW) of price-setting fossil-fueled generation within 42 months of open access, with the option of substituting up to 1,000 MW of hydroelectric power; and second, decontrolling the remaining amount by the end of 2010.

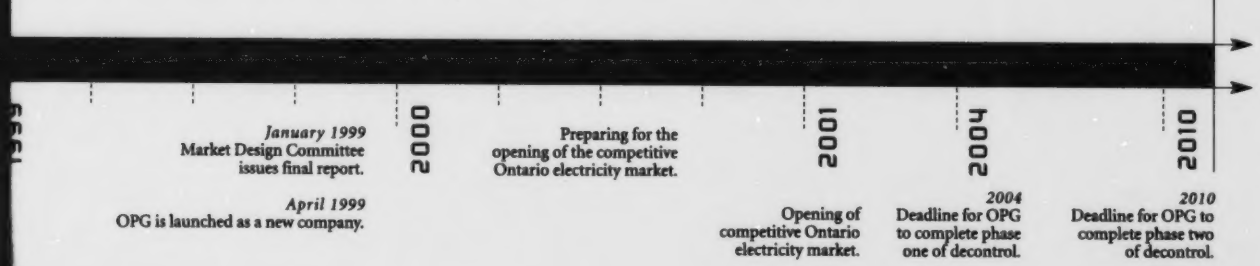
In response to this decontrol mandate, we undertook a process in 1999 to seek prospective partners for our Bruce nuclear facility. While not required to divest nuclear plants under phase one of decontrol, OPG started with this station because eventually we must decontrol a portion of our nuclear capacity to maintain a flexible mix of nuclear, hydroelectric and fossil-fueled stations and also because of the length of time required to decontrol a large nuclear station. Early in 2000, we also announced our intention to decontrol two fossil-fueled plants, Lakeview and Lennox.

Our target is to complete the first phase of the decontrol process well in advance of the required date.

2. Competitive Generation and Operations Management

As a new company preparing for a competitive market, OPG must strive to deliver excellent performance on a day-to-day basis. Strengthening this capability is our second core strategy and is an essential element in building credibility with customers, regulators, investors and capital markets.

The creation of a competitive electricity market in Ontario is occurring rapidly, with legislation passed in 1998 and the market scheduled to open over the coming months. OPG is looking forward to a competitive future.



OPG will enhance its competitive advantages in low-cost generation by exercising disciplined cost control; maintaining sufficient scale that minimizes unit costs while ensuring safe and reliable plant operations; and achieving operating flexibility through the provision of base, intermediate and peaking generating capacity.

Generation

Markets reward companies which maintain their facilities at high levels of availability, efficiency and safety.

Our diversified generation portfolio has one of the lowest overall marginal cost structures in our market area, which includes Ontario and the U.S. Northeast and Midwest. It's also one of the cleanest and most flexible systems in North America. Nonetheless, we continually strive for improvements in our performance, our cost structure and our impact on stakeholders.

Nuclear

OPG's nuclear operations are the backbone of our generating capability, representing about 45 per cent of the company's installed generation capacity. For the 12 months of 1999, nuclear operations generated 61.4 terawatt-hours (TWh) of electricity – more than 4 TWh above plan. Production costs are low, with our Darlington station recording the lowest production unit energy costs of any nuclear plant in North America, based on 1998 data.

OPG owns and operates 20 nuclear generation units, eight of which are temporarily laid up – four units each at Bruce A and Pickering A. Currently, we are in the midst of improving the safety, productivity and cost performance of our entire nuclear fleet through a $1.7 billion nuclear improvement program – the largest program of its kind in the world. Under this program, our goal is to be a top worldwide performer by 2003.

Our progress has been steady, but we still have a way to go. By the end of 1999, our nuclear performance index as measured by indicators developed by the World Association of Nuclear Operators had risen to 81.0. This was 4.1 index points better than plan, a 19 per cent improvement for the year and a 40 per cent improvement since we launched the program in 1997. However, given the impressive performance of U.S. nuclear plants, a significant gap still remains between our performance scores and the industry rolling average. We are committed to closing this gap and to achieving our performance goals.

We are equally committed to continually improving the safety performance of our nuclear plants and are working closely with the regulator, the Atomic Energy Control Board, to address this.

Our nuclear capability will be substantially enhanced through the planned return to service of our Pickering A nuclear plant, which will supply 2,000 MW of clean, low-cost power. Subject to obtaining all regulatory and environmental approvals and the achievement of specific performance targets, we expect to return Pickering A units to service over the next three years – generating significant revenues for OPG.

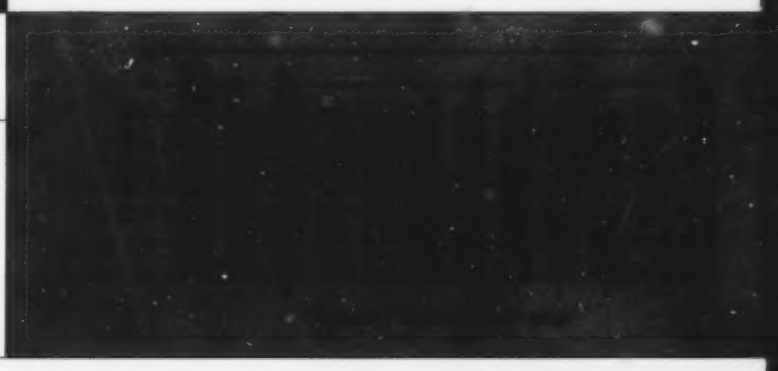
Fossil

Our six fossil-fueled stations performed above expectations in 1999. Five of these stations are coal-burning facilities and one will soon have the capability of fully

BACKGROUND

Ontario Electricity Demand

Over the past 10 years, electricity demand has shifted in Ontario from winter peaking to both summer and winter peaks.



generating electricity using either natural gas or oil. These units generated 36.1 TWh of electricity in 1999 and account for about 31 per cent of OPG's installed generating capacity.

The competitive hallmark of fossil generation is its ability to respond quickly to rapid market developments and to customer needs, including seasonal power demand spikes. On seven separate occasions during the summer of 1999, electricity demand in Ontario rose to record summer highs. Our fossil-fueled operations met that peaking demand with no service disruptions and, as well, enabled OPG to take advantage of significant market opportunities for sales in the interconnected markets that were also experiencing record electricity demand coupled with power interruptions.

In 1999, we continued to strengthen our fossil-fueled generating capability through initiatives to improve reliability, environmental performance and outage management. We undertook a major maintenance optimization project, which emphasizes a strategically planned approach to maintenance.

Hydroelectric

OPG's 69 hydroelectric plants generated 33.6 TWh of electricity in 1999. They account for 24 per cent of installed generating capacity and are our lowest-cost producers. They are also our oldest facilities, with an average age of 63 years. However, it is not uncommon that the age of these facilities could extend beyond 100 years.

Over the past eight years, we have considerably extended station life expectancy and have improved reliability under a major rehabilitation plan. We are also in the midst of a major upgrading program that increased the capacity of OPG's hydroelectric fleet by 175 MW between 1995 and 1999.

In 1999, our hydroelectric business had a very strong year. Production unit energy costs were on target, and all major plant groups were approved for ISO 14001 certification. Hydroelectric generation was 97 per cent of plan, in a year when water levels were near historic minimum levels. Going forward, we are committed to achieving these kinds of results while continuing to respect the needs of others who use Ontario's waterways.

Embedding a Performance Ethic Throughout OPG

In addition to making our stations more productive, we are implementing several key initiatives designed to enhance performance and efficiency throughout the company.

In July, we launched a supply-chain excellence program to reduce purchasing costs. By the end of 1999, the program had put mechanisms in place that will identify savings of $40 million on an annualized basis, and it is committed to deliver $100 million in annual savings over coming years.

We are forming alliances with world-class partners to better manage non-core operations. Under our new information technology initiative, we are creating a separate, commercially viable information technology services company with the potential to add external partners. This initiative has the full support of the unions. It will also allow us to better manage costs while enabling us to focus on our core businesses as we enter into a new competitive arena.

We are also pursuing a strategic partnership to improve our research and development capabilities. As a result, Ontario Power Technologies (OPT) is planning to form a joint venture with AEA Technologies, CANATOM NPM and SCIENTECH. Together, this group will hold a 10 per cent equity position in OPT initially with the potential to increase ownership to 50 per cent in two years.

Another initiative, announced in April 2000, involves a collaboration with Siemens Westinghouse Power Corporation (SWPC) to build, commission and operate a 250 kilowatt combined heat and power system based on SWPC's Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) technology. This will be the world's largest pre-commercial demonstration of the atmospheric SOFC to date.

Changing Our Culture

At the employee level, we are building a culture that fosters health and safety, promotes commercial excellence and enables individuals to share in our financial success.

To accomplish these objectives, we have developed with the Power Workers' Union and The Society of Energy Professionals a landmark agreement to help create a strategically aligned culture based on mutual understanding and shared goals.

Together with the unions, we are also giving priority to improving our employee health and safety record. Our most common types of employee accidents result

from overexertion, slipping and tripping, falls and impacts. We also have a high incidence of workdays lost due to sick leave. To address this challenge, OPG has established a joint Health and Safety Advisory Committee to provide a forum for solutions and employee discussion. The company is also adopting an internationally recognized Health and Safety Management System for its business processes, and will incorporate Health Canada's world-class workplace health management model in health programming.

Successful companies have demonstrated that excellence in health and safety can positively influence their value. OPG is committed to being a leader in building a safe and healthy workplace for its employees.

Finally, we launched a major partnership and goal-sharing program to enable employees to both contribute to and benefit from our financial achievements. Our employees recognize that in a competitive environment we need to develop an earnings- and performance-based culture founded on teamwork and mutual respect. Goal-sharing helps achieve these objectives by giving all employees a personal and direct stake in our success. This is one of our most critical performance initiatives – because it's our people, not programs, who are going to determine our future competitive and market success.

3. Expanded and Differentiated Marketing, Sales and Trading Capabilities

OPG will be ready for the new electricity market when it opens. We have placed a significant emphasis on commercial readiness and customer focus. Expanding this capability is our third core strategy and a key building block for success.

We are creating strong sales and marketing capabilities to capitalize on the significant opportunities the new market will provide for power exporters, power traders and providers of energy products and services. Accordingly, we have developed a marketing and sales approach that is flexible, responsive and adaptive to market changes.

Under this approach we are strengthening our capability in four key growth areas of the new marketplace: spot market sales, bilateral sales, structured energy products, and hedging and risk management products. We believe there will be significant opportunities in these areas, and we are expanding our human and technology resources to capitalize on them.

Our products will include variations of forwards, swaps and options, and environmental efficiency products and services. During 1999, one of our products – a new energy-based option – was so popular with qualifying customers that we had to allocate it by lottery.

In addition, with the completion of our state-of-the-art trading floor we have the capability to trade our power quickly and reliably on the open market. We are implementing the systems and processes that will allow us to function smoothly with other market entities such as the IMO. We will also continue to develop relationships with potential customers in the U.S. to respond to increased sales opportunities there in the future.

Customer Focus

As we prepare for an open energy market, we are also helping our customers prepare.

At the end of 1999, OPG served 101 large industrial customers; 237 municipal electrical utilities, which in turn served more than three million electricity customers across the province; and Hydro One, which served 930,000 electricity customers, primarily in the less urban areas of the province.

In 1999, we conducted more than 20 information sessions across the province, in which our customers met with senior management to discuss their concerns and questions about the new competitive environment. Response to these sessions was extremely positive, and they are now an integral part of our customer relationship activities. Similar meetings were held with potential customers in the U.S. In addition to these sessions, OPG continued holding its regular series of customer education seminars to help customers understand and prepare for the new marketplace. In 1999, we held over 45 such seminars, attracting more than 1,200 clients province-wide.

Customers rewarded our efforts to help them better understand the challenges and opportunities of open competition by giving us above-target scores on our annual customer satisfaction index.

We are also committed to changing our incentive systems to reflect our enhanced customer focus. For example, all our account managers are now expected to meet customer satisfaction targets as part of their compensation – the first program of its kind for OPG. Over time, we plan to broaden this initiative to include other staff functions as well.

We are building a new company with a new vision – to be a premier energy company, based in Ontario, providing low-cost power and wholesale energy sales to customers across North America.

4. Environmental Performance and Social Responsibility

Our fourth foundation strategy is our firm commitment to environmental performance.

OPG's goal is to be a leading environmental performer among North American energy companies.

Approximately 75 per cent of our generation currently comes from nuclear and hydroelectric sources, which are virtually free of emissions that produce acid gas, smog or climate change.

Our nuclear stations are among the cleanest power sources available. Between 1971 and 1999, OPG's nuclear operations displaced coal generation, eliminating in the process emissions of 2.5 million tonnes of nitrogen oxide, 11 million tonnes of sulphur dioxide and 1.2 billion tonnes of carbon dioxide, which contributes to global warming.

OPG's Darlington Nuclear Generating Station was the first nuclear generating facility in North America to be certified under the internationally recognized ISO 14001 standard for environmental management. By year-end 1999, all of OPG's major generating stations had achieved certification, making us one of the first electricity companies in North America to achieve this milestone. Recently, the international consulting firm Arthur D. Little reviewed OPG's corporate environmental management practices and judged them "generally consistent with the leaders – and some are best in class."

We are proactively managing our fossil-fueled stations to reduce air emissions. Over the past 16 years, more than $1 billion has been invested by OPG and its predecessor in pollution-control technologies and cleaner fuels for these plants. Today, these stations produce the same amount of energy as they did in the early 1980s, but with 60 per cent lower acid gas emissions. Our fossil-fueled stations' emission rates for carbon dioxide, sulphur and nitrogen compare well with the rates of other Canadian coal-fired stations as well as with those of most generating stations in our market to the south.

OPG is also a Canadian leader in emission reduction credit (ERC) trading, a market-driven approach that enables us to cost-effectively manage our own emissions and helps neighbouring companies decrease theirs. This contributes to improving Ontario's overall air quality and also helps our customers, who benefit from the savings in operating costs obtained from such trading. Several of our major customers have already partnered with us on ERC trading projects.

Our internal energy savings program received Canada's first National Energy Efficiency Award from the federal government for its significant contribution to reducing energy use. Under the program, OPG reduced its internal energy use by almost 1,900 gigawatt-hours over the period 1994 to 1999, equivalent to the annual electricity use of a city of 140,000 people. The program

1998 Total System Emission Rates

OPG's emissions of nitrogen oxide (NOx), sulphur dioxide (SO_2) and carbon dioxide (CO_2) are considerably less than those of nearby U.S. electricity systems.

Source: Clean Air Action Corporation, 1999, using data available from the U.S. Department of Energy and Environmental Protection Agency

also reduced the company's greenhouse gas emissions by 6.8 million tonnes.

OPG is committed to meeting all environmental regulations and agreements, and to going beyond them when practical and possible. By the end of 2000, we will have voluntarily reduced net carbon dioxide emissions to 1990 levels with the help of practices such as ERC trading, tree planting and internal energy efficiency programs. In addition, our initiative to return to service our Pickering A Nuclear Generating Station will add another source of generation with no sulphur, nitrogen or carbon emissions. Both initiatives will also help Canada meet its commitments under the Kyoto Protocol.

Social Responsibility

As a major business and employer in many Ontario communities, OPG is committed to being an active and involved contributor to the quality of life in those communities. Two important ways we do this are through our corporation-wide Charity Trust Campaign and our Corporate Citizenship Program. In 1999, the Charity Trust Campaign raised about $2 million on behalf of such organizations as the United Way, the Canadian Cancer Society and others. Our Corporate Citizenship Program provided more than $1.6 million to 180 registered charities and non-profit environmental, educational and community programs.

5. The Road Ahead

OPG's four foundation strategies build on a focused core strategy to achieve sustained growth, drive earnings upward and attract private capital.

Going forward, our short-term strategy is to continuously improve the management of our generating assets and our market knowledge to compete vigorously and successfully in Ontario.

Part of our growth is dependent upon managing our generation system to create a safe, responsive and attractively valued portfolio through steadily improving the performance and efficiency of our generating assets. In the longer term, we will leverage our portfolio and expertise to help us become a major energy player in the U.S. as well – especially in the Midwest and Northeast.

Growth depends on a strong customer base with many loyal relationships and developing new customers, through the interconnections with three U.S. states and two Canadian provinces. These offer access to more than 100 million new and existing customers.

Our ability to succeed requires an innovative sales and marketing infrastructure which is responsive to customer needs. Accordingly, the experience, knowledge and skill of our employees is one of our most powerful competitive advantages. To sustain that advantage, we are creating a culture of excellence, where all employees strive to reach their personal best and will be rewarded according to performance.

Supporting our core building blocks for growth is a conservatively financed balance sheet with debt to total capital targeted at 40 per cent, combined with strong healthy cash flows from operations that will enable us to finance capital expenditures, debt retirements and dividend obligations.

Environmentally, we will continue to install new technologies and invest in cleaner fuels and excellent asset management. We will continue to demonstrate leadership in energy efficiency initiatives. We will vigorously pursue our goal of achieving excellence in workplace health and safety.

While our goal is to be a premier North American energy company, our home and headquarters will continue to be in Ontario.

Much of what we do in the future will be determined by evolving developments in the electricity market itself. But one thing is certain. We have laid a strong foundation for success. We are transforming our culture, embracing change and looking forward – as a new company – to the challenges and opportunities that a competitive future will bring.

financial section

Management's Discussion and Analysis 22
Management's Responsibility for Financial Reporting 33
Auditors' Report 34
Consolidated Statements of Income 35
Consolidated Statements of Retained Earnings 35
Consolidated Balance Sheets 36
Consolidated Statements of Cash Flows 38
Notes to the Consolidated Financial Statements 39

The following discussion and analysis of the financial condition and results of operations of Ontario Power Generation Inc. (the "Corporation") should be read in conjunction with the Consolidated Financial Statements and accompanying notes. The results reported herein have been prepared in accordance with accounting principles generally accepted in Canada and are presented in Canadian dollars.

The Corporation

The Corporation is one of the largest electricity generators in North America with 69 hydroelectric, six fossil-fueled and five nuclear generating stations forming a complementary mix of generating assets. At December 31, 1999, total generating capacity of these stations was approximately 30,900 megawatts (MW), consisting of 7,300 MW of hydroelectric generation capacity, 9,700 MW of fossil-fueled generation capacity and 13,900 MW of nuclear generation capacity, of which 5,100 MW has been laid up.

The Corporation's principal business is the generation and sale of electricity in the Ontario wholesale market, with surplus electricity being sold in the interconnected markets of Quebec, Manitoba and the United States (U.S.) northeast and midwest. In 1999, the Corporation generated approximately 88 per cent of the electricity consumed in Ontario through its own generation and purchases from the interconnected market.

Incorporation, Commencement of Operations and Acquisition of Business

The Corporation was incorporated on December 1, 1998, pursuant to the *Business Corporations Act* (Ontario). As part of the reorganization of Ontario Hydro and the related restructuring of the electricity industry in Ontario, the Corporation and its subsidiaries purchased and assumed certain assets, liabilities, employees, rights and obligations of the electricity generation business of Ontario Hydro (the "Acquired Business") on April 1, 1999, and commenced operations on that date.

In consideration of the transfer of assets, liabilities, officers, employees, rights and obligations of the electricity generation business of Ontario Hydro, the Corporation issued to Ontario Electricity Financial Corporation (OEFC) notes payable in the aggregate principal amount of $8,526 million, including a note in the principal amount of $5,126 million (the "Equity Note") and assumed a capital lease obligation of Ontario Hydro in the amount of $30 million on April 1, 1999. The Province has assumed all of the Corporation's obligations under the Equity Note and OEFC has released the Corporation from its obligations thereunder and in connection therewith the Corporation issued to the Province 256,300,000 common shares as fully paid and non-assessable shares. OEFC has agreed that without the consent of the Corporation, it will not sell its $3,400 million of notes of the Corporation. The Corporation's long term debt on April 1, 1999 was $3,430 million.

The Corporation has recorded the purchase of the Acquired Business at its fair value as of April 1, 1999, as follows:

(millions of dollars)	FAIR VALUE AS AT APRIL 1, 1999
Assets	
Current assets	1,465
Fixed assets	12,872
Other assets	598
	14,935
Liabilities	
Current liabilities	1,073
Liabilities and capital leases	5,336
	6,409
Net assets acquired	8,526

The purchase price of $8,526 million was determined based on the present value of estimated future operating results and cash flows of the Acquired Business in a deregulated market. The purchase of the Acquired Business from the related party, OEFC, was recorded at the exchange amount of $8,526 million in view of the substantive change in ownership interests arising from the transaction. The aggregate value of the net assets acquired was allocated to assets and liabilities based on their estimated fair values.

As part of the restructuring of the Ontario electricity industry, four other successor entities were created in addition to the Corporation. The other successor companies were:

- Hydro One (formerly Ontario Hydro Services Company), the successor to Ontario Hydro's transmission, distribution and energy services businesses;
- the Independent Electricity Operator ("IMO"), the independent electricity system coordinator responsible for directing the operation of Ontario's electricity system;
- the Electrical Safety Authority ("ESA"), which carries out the electrical equipment and electrical wiring installation inspection functions; and
- OEFC, responsible for managing Ontario Hydro's outstanding debt and other obligations until they are retired.

Industry Restructuring

The restructuring of Ontario's electricity industry is being accomplished in two stages. The first stage, the Transition Period, began on April 1, 1999, with the successor entities to Ontario Hydro commencing operations and will end with the opening of access to the electricity transmission and distribution systems in Ontario. The second stage, Open Access, is scheduled to begin over the coming months. The Ontario electricity industry will continue to operate during the Transition Period generally as it has in the past from the perspective of the customers. After Open Access, there will be significant changes in the way the industry operates. All consumers will have access to the electricity supplier of their choice. Ontario's electricity generators will compete with generators and suppliers from both within and outside Ontario to sell electricity in the Ontario wholesale market.

During the Transition Period, the average electricity prices charged to customers remain fixed and customers are billed on a bundled basis. The Corporation receives the bundled payments and distributes the funds to the successor entities of Ontario Hydro under the terms of revenue allocation arrangements. The revenue allocation arrangements provide relatively fixed amounts to the other successor businesses. The revenue allocation arrangements were designed so the undistributed balance of funds would provide the Corporation with planned revenue of 4¢/kilowatt-hour (kWh) based on forecast energy demand and customer mix, together with a fixed amount for ancillary services provided during the year. Changes in forecast demand and customer mix will vary the Corporation's actual revenue per kWh.

In order to ensure an orderly and gradual transition to a competitive electricity industry after Open Access, the Province has adopted a framework for market power mitigation designed to address issues regarding the Corporation's market position in Ontario. Under this framework, the Corporation must reduce its control over specified sources of electricity generating capacity. The Corporation must relinquish effective control of at least 4,000 MW of fossil-fueled generating capacity within 42 months of Open Access, with the option of substituting up to 1,000 MW of hydroelectric generating capacity for an equal amount of fossil-fueled generating capacity.

Financial Highlights

(millions of dollars except as noted)	APRIL 1 TO DECEMBER 31 1999	PRO FORMA YEAR ENDED 1999	1998
Revenues	4,339	5,796	5,585
Operating income	750	1,011	1,211
Net income	326	446	813
Electricity sales volume *(TWh)*	102.0	136.9	131.7

Within 10 years of Open Access, the Corporation must reduce its effective control over the generation capacity available to the province to no more than 35 per cent. In addition, under an average annual price cap mechanism that is scheduled to be applicable for the first 48 months after Open Access, the Corporation will have to pay rebates to the IMO on approximately 105 TWh per year of its expected energy sales in Ontario if the average annual spot market price for wholesale electricity exceeds 3.8¢/kWh.

Financial Highlights

Since commencing operations on April 1, 1999, the Corporation earned a net income of $326 million based on revenues of $4,339 million. Total volume of electricity sales in the Ontario and interconnected markets during the nine months ended December 31, 1999, was 102.0 terawatt-hours (TWh).

On a pro forma basis, which reflects the results of operations as if the purchase of net assets had occurred on January 1, 1999, and January 1, 1998, respectively, the net income for 1999 was $446 million compared with $813 million in 1998. Although volumes and revenue increased in 1999 over 1998, net income decreased due to the one-time recognition in 1998 of income from a deferred pension asset and an increase in operation, maintenance and administration ("OM&A") expenses in 1999 related to the nuclear recovery program and other initiatives.

Analysis of Operating Results

The following section provides an analysis of the operating results for the Corporation since commencing business on April 1, 1999, and a discussion of operating results for 1999 compared with 1998 on a pro forma basis.

The financial position, results of operations and cash flows presented in the Corporation's Consolidated Financial Statements as at dates and for periods prior to April 1, 1999, represent all assets, liabilities, rights and obligations of Ontario Hydro pertaining to the Acquired Business now conducted by the Corporation. These financial statements have been prepared through specific identification of assets, liabilities (other than debt), revenues and expenses relating to the Acquired Business, and through an allocation of certain common financial statement accounts and items of Ontario Hydro. In particular, a portion of Ontario Hydro's revenues and debt, and a corresponding portion of related interest and other financial expenses, have been allocated to the Acquired Business.

Operating Results for Nine Months Ended December 31, 1999

(millions of dollars)	NINE MONTHS ENDED DECEMBER 31, 1999
Revenues	4,339
Operating expenses	
Operation, maintenance and administration	1,791
Fuel	816
Power purchased	153
Depreciation and amortization	573
Property and capital taxes	256
	3,589
Operating income	750
Interest expense	135
Income taxes	289
Net income	326

Revenues

Revenues consist of energy sales in Ontario and interconnected markets and non-energy revenues. Total revenues for the nine-month period ended December 31, 1999, were $4,339 million.

Ontario energy revenues are earned from the generation and sale of electricity to the wholesale market. Customers in Ontario include 237 municipal electric utilities ("MEUs") that in turn serve more than 3 million customers, 101 large direct industrial customers and Hydro One, which serves a further 930,000 customers. Ontario energy revenues amounted to $4,044 million for the nine-month period based on electricity sales of 97.9 TWh. The Corporation earned 4.05¢/kWh, an increase over the planned revenue of 4¢/kWh for energy delivered to Ontario customers as a result of changes in forecast demand and customer mix.

Revenues to interconnected markets totaled $212 million during the nine months ended December 31, 1999, based on sales of 4.1 TWh. The average sales price during the nine-month period was 5.17¢/kWh.

Non-energy revenues totaled $83 million. This included

sales of engineering and technical expertise ($41 million), heavy water and by-product sales such as flyash, cobalt and other nuclear isotopes ($15 million), and the sale of services to the other successor entities to Ontario Hydro in respect of facility and space management, information technology and other support services ($27 million).

Operating Expenses

OM&A expenses consist of labour, materials and administrative support. OM&A expenses were $1,791 million for the nine months ended December 31, 1999. The expenses included base operating programs for the day-to-day operation of the generating facilities ($1,056 million), programs to manage outages within nuclear generation ($92 million) and improvement projects that represent incremental expenditures to repair or improve various operations within the generating stations ($277 million). Corporate and administrative costs of $367 million reflected a number of functional programs required for managing the Corporation's operations as well as a variety of business services on behalf of the generating plants that are managed centrally.

Fuel comprises the costs for coal, uranium, oil, water rental payments and a provision for used nuclear fuel disposal based on actual fuel consumed. Total fuel costs, for the nine months ended December 31, 1999, were $816 million.

Power purchase costs represent electricity purchases from interconnected markets. During the nine months ended December 31, 1999, $153 million of power was purchased from interconnected utilities. These purchases supported both Ontario sales and those to other interconnected markets.

The depreciation and amortization expense includes depreciation of fixed assets in service based on their estimated service lives, and a charge related to the increase in the accrued costs for low- and intermediate-level waste from waste produced during the period. The depreciation and amortization expense related to these items was $408 million for the nine months ended December 31, 1999. The depreciation and amortization expense also includes revalorization, a charge that reflects the effect of inflation on cost estimates and the time value of money effect on future obligations when provisions for future fixed asset removal and used nuclear waste disposal costs are updated each year in the balance sheet to reflect the net present value of the liability. The revalorization charge is offset by a revalorization credit that reflects the growth of segregated funds set aside to discharge these obligations. The revalorization charge is sensitive to movements in both interest and escalation rates. The revalorization charge for the nine months ended December 31, 1999, was $165 million.

The Corporation is required to make payments in lieu of property and school taxes on its generating assets representing the amount it would be required to pay if the assets were privately owned. These property taxes and the actual capital taxes amounted to $256 million for the nine months ended December 31, 1999.

Interest Expense

Interest expense represents interest and other financing costs associated with the Corporation's debt. Interest charged to operations represents the gross interest costs reduced by capitalized interest and interest earned on short-term investments. Interest expense for the nine months ended December 31, 1999, was $135 million. The interest expense was offset by interest earned of $10 million and interest capitalized of $11 million.

Income Taxes

The Corporation is currently exempt from taxation under the *Income Tax Act* (Canada) and *Corporations Tax Act* (Ontario). However, the Corporation is required to make payments to OEFC in lieu of federal and provincial income taxes. These payments are calculated in accordance with the rules and other related provisions contained in the federal and provincial tax legislation and the regulations made under the *Electricity Act, 1998*. The income tax expense amounted to $289 million for the nine months ended December 31, 1999.

Pro Forma Operating Results for the Years Ended December 31, 1999 and 1998

A summary of the pro forma statements of income for the years ended December 31, 1999 and 1998, as disclosed in Note 17 of the Consolidated Financial Statements, is presented on the following page. The historical results prior to April 1, 1999, have been restated to reflect the acquisition-related adjustments including the allocation of the acquisition price to the assets and liabilities of the generation business of Ontario Hydro.

The Corporation believes that the historical results

of operations and financial position as at dates and for the periods prior to April 1, 1999, as reflected in the Consolidated Financial Statements, would have been different if the Corporation had operated as a stand-alone corporation with its own management and capital structure, rather than a business unit of Ontario Hydro. These financial results relate to operations in a different business environment from that which began on April 1, 1999, including a significantly modified regulatory system and a new capital structure.

To enhance comparability between reporting periods, the pro forma statements of income have been prepared for the years ended December 31, 1999, and December 31, 1998. These pro forma statements of income reflect the purchase of the Acquired Business as if the purchase of net assets had occurred on January 1, 1999, and January 1, 1998. The pro forma results are not necessarily indicative of the results that would have occurred had the transactions occurred on the relevant dates because of the significant changes in the regulatory environment, financing and other factors. As well, the pro forma results may not be fully indicative of the Corporation's future financial performance.

Some of the more significant effects of the purchase that occurred on April 1, 1999, included the following:

- Revenues for electricity sales in Ontario were reduced to reflect the revenue allocation arrangements for the Transition Period.
- The method of accounting for the acquisition of the Acquired Business, which resulted in recording assets and liabilities at fair value, has resulted in a significant change in values of the assets and liabilities.
- There is a large reduction in operating expenses due to lower depreciation and amortization arising from a significantly reduced fixed asset valuation.
- Interest expense is considerably lower due to the significant reduction in debt financing.
- The Corporation will bear an income and capital tax burden that the previous business, operating in a rate-regulated environment, did not incur.

	PRO FORMA *(unaudited)*	
(millions of dollars)	1999	1998
Revenues	5,796	5,585
Operating expenses		
Operation, maintenance and administration	2,365	2,086
Fuel	1,116	1,031
Power purchased	198	175
Depreciation and amortization	765	734
Property and capital taxes	341	348
	4,785	4,374
Operating income	1,011	1,211
Interest expense	180	196
Income from deferred pension asset	–	(487)
Income taxes	385	689
Net income	446	813

Net Income

The pro forma net income for 1999 was $446 million compared with $813 million in 1998. The decrease in earnings from 1998 was primarily due to income from a deferred pension asset that was recognized in 1998 as a result of a change in legislation and an increase in OM&A expenses in 1999 related to the nuclear recovery program and other initiatives.

Revenues

Total revenues for 1999 were $5,796 million compared with $5,585 million in 1998, an increase of $211 million. Of the total, Ontario revenues were $5,446 million (1998: $5,248 million), interconnected market revenues were $233 million (1998: $148 million) and non-energy revenues amounted to $117 million (1998: $189 million).

Ontario revenues in 1999 were $5,446 million compared with $5,248 million in 1998, an increase of $198 million. The increase in revenues was due to a higher volume of electricity sales ($150 million) and a slightly higher average revenue rate related to changes in forecast demand and customer mix in 1999 ($48 million). Total sales of electricity in Ontario of 132.4 TWh increased by 3.7 TWh over 1998 due primarily to the warmer than normal weather in the summer of 1999, which resulted in a higher electricity demand for air conditioning, and generally a healthier economic climate. The average price was 4.04¢/kWh compared with the planned revenue of 4¢/kWh.

Revenues to interconnected markets were $233 million in 1999 compared with $148 million in 1998, an increase of $85 million. The increase in interconnected revenue was due to higher interconnected sales volumes ($76 million) and slightly higher prices ($9 million). The interconnected sales volumes in 1999 were 4.5 TWh, an increase of 1.5 TWh over 1998. The increase in sales volumes was due primarily to warmer than normal weather and supply shortages in these markets. The average sales price in 1999 was 5.18¢/kWh compared with 4.93¢/kWh in 1998.

Non-energy revenues for 1999 were $117 million compared with $189 million in 1998, a decrease of $72 million. The decrease was due primarily to a reduction in external engineering service revenues ($60 million) since technical expertise was required in-house on a number of improvement initiatives and strategic projects such as the restart of the Pickering A Nuclear Generating Station. In addition, there were significant heavy water sales in 1998 that were not repeated in 1999 given reduced market conditions ($22 million).

Operating Expenses

OM&A costs in 1999 were $2,365 million compared with $2,086 million in 1998, an increase of $279 million. The increase was due primarily to higher expenditures related to the nuclear outages and the nuclear recovery program ($90 million), higher project-related costs ($145 million) which include the Pickering A restart, an increase in employee costs related to bonus, gainsharing and salary increases ($100 million), higher operating and maintenance costs related to a 6 per cent increase in generating activity for fossil-fueled operations ($15 million) and the establishment of a commercial operations function in preparation for Open Access ($12 million). Offsetting these increases was a reduction in OM&A expenses due to lower legal claims ($110 million).

Fuel costs during 1999 were $1,116 million compared with $1,031 million in 1998, an increase of $85 million. The increase in costs was due to higher power generation in nuclear (1.5 TWh), fossil-fueled (1.9 TWh) and hydroelectric (1.7 TWh) facilities.

Power purchase costs represent electricity purchases from interconnected markets. Purchased power costs in 1999 were $198 million compared with $175 million in 1998, an increase of $23 million. The volume of power purchases was relatively constant for the two years. Escalating prices ($17 million) were the primary cause of the increase in 1999.

Depreciation and amortization charged to operations in 1999 was $765 million compared with $734 million in 1998, an increase of $31 million. The increase was due to a higher fixed asset base in 1999 resulting from asset additions. The revalorization charge was relatively constant at $223 million in 1999 compared with $222 million in 1998.

Property and capital taxes in 1999 remained relatively unchanged at $341 million compared with $348 million in 1998.

Interest Expense

Interest expense in 1999 was $180 million compared with $196 million in 1998, a decrease of $16 million. Higher investment income on short term investments accounted for most of the decrease in interest expense.

Income from Deferred Pension Asset

The income from deferred pension asset for the year

ended December 31, 1998, was based on an actuarial determination of Ontario Hydro's deferred pension asset. As a result of changes in legislation that allowed the Corporation to recognize the surplus in the pension fund, the deferred pension asset was adjusted with a corresponding credit to operations. The total amount that was recognized in the operating statement for Ontario Hydro for the year ended December 31, 1998, was $887 million. The amount of $487 million represents the proportion applicable to the Acquired Business based on the actual number of employees and retirees out of the total number of employees and retirees of Ontario Hydro.

Income Taxes

Income tax expense was $385 million in 1999 compared with $689 million in 1998. The decrease in the income tax expense in 1999 was due primarily to lower pre-tax earnings in 1999, in part related to the deferred pension asset income effect.

Nuclear Waste Management and Asset Removal

Liability for Nuclear Waste Management and Asset Removal

The Corporation's nuclear facilities commenced production in the early 1970s. In the initial years, Ontario Hydro made no provisions in its accounts to reflect the estimated future costs of its nuclear waste management and asset removal costs. Commencing in 1982, Ontario Hydro began collecting provisions through its rates in amounts that, together with interest accumulated on provision balances, were calculated to cover all such future liabilities. The funds collected from customers with respect to these provisions totaled $2,344 million as at December 31, 1998. These funds were not placed in a segregated fund, but were used for general corporate purposes and therefore reduced Ontario Hydro's borrowing requirements.

Effective April 1, 1999, as a result of the purchase, the Corporation recognized a liability equal to the total present value of the costs of dismantling the nuclear and fossil-fueled production facilities at the end of their useful lives, the fixed-cost portion of any nuclear waste management programs and the variable-cost portion of any nuclear waste management program to account for actual waste volumes incurred up to April 1, 1999. At December 31, 1999, the liability for nuclear waste management and asset removal was $6,715 million (nuclear $6,591 million; non-nuclear $124 million).

On April 1, 1999, the Province agreed that the Province or its agent would fund certain nuclear waste management and asset removal liabilities that were incurred prior to April 1, 1999. The particulars of which liabilities are to be funded are currently under discussion with the Province. The balance of the provincial contribution of $2,480 million represents the Province's liability of $2,378 million as at April 1, 1999, as well as interest in the amount of $102 million accrued during the nine months ended December 31, 1999, based on a rate of 5.75%. The interest rate is still under negotiation with the Province and is subject to change. The impact of the finalization of the interest rate for 1999 is not expected to result in a material difference to the liability balance.

Segregated Funds

The Corporation is contributing to segregated funds to provide for or discharge the remaining unfunded nuclear liabilities. It is the Corporation's intent that these funds be held outside of the Corporation and be used solely for nuclear waste remediation and nuclear fixed asset removal. Until such time as the legal nature of the segregated funds can be established, the Corporation has set these funds aside internally and is managing their investment and growth distinct from its other cash holdings. These funds amount to $367 million at December 31, 1999.

Nuclear Risk Sharing

The Corporation and senior staff at the Ontario Ministry of Finance have reached an understanding on key principles for the development of a nuclear risk-sharing agreement. In order to implement these principles, it will be necessary to successfully negotiate a definitive agreement and obtain the necessary authorizations from the Province, including any necessary Orders in Council. The Province or its agent would provide a risk-sharing cap on certain nuclear waste management costs in the event that the estimated present value of these costs were to exceed certain thresholds. Execution of this agreement would effectively limit the Corporation's exposure to significant increases in the estimated present value costs of nuclear waste management.

Waste Management Organization

As a future risk mitigation measure, the Corporation has held discussions with both the Province and the federal government regarding the establishment of a Waste Management Organization ("WMO") to manage all future operating expenditures for the life cycle management of nuclear waste. The WMO would have participation from nuclear waste producers across Canada and operate separately from the Corporation. The WMO would receive operating capital in part from the segregated funds set aside by the Corporation. Operation of the WMO outside of the Corporation would have the benefits of centralization of technical and management skills, would aid in the development of Canada-wide solutions to nuclear waste issues and would be in line with corporate structures adopted across the world for management of radioactive wastes.

Nuclear Recovery Program

A comprehensive nuclear recovery plan was developed in the fall of 1997 by Ontario Hydro. The nuclear recovery plan is designed to improve the operating performance of the nuclear generating stations. Planned expenditures are approximately $1,700 million on the nuclear recovery plan over the period from 1997 to 2004. Spending on the nuclear recovery program was $308 million during the 1999 year and $238 million in 1998. The planned expenditures on these projects are projected to total $334 million in 2000. The projects within the nuclear recovery program include standardizing operations and implementing initiatives to improve accountability, management and operational control systems, maintenance and inspection programs, regulatory compliance, performance standards and employee training.

Under the nuclear recovery plan, the Pickering A Nuclear Generating Station was placed in short term lay-up on December 31, 1997, and the Bruce A Nuclear Generating Station was placed in longer-term lay-up on March 31, 1998. This allowed the Corporation to focus its initial recovery efforts on the remaining 12 nuclear generating units of Darlington, Pickering B and Bruce B.

With the staffing, planning and execution of the recovery program well under way, attention is now focused on returning Pickering A to service. The current plans call for the return to service of the four Pickering A units at approximately six-month intervals commencing in the fourth quarter of 2001. The Corporation has been advised by the staff of the Atomic Energy Control Board ("AECB") that an environmental assessment is required before the AECB will allow a restart at Pickering A. The Corporation anticipates the review procedure to be completed by the end of 2000.

Liquidity and Capital Resources

The Corporation's primary sources of liquidity are funds generated from operations and a short term credit facility with certain Canadian chartered banks. Sufficient cash was generated from operations in 1999 to finance working capital requirements and investment in fixed assets. In the future, the Corporation expects to seek external sources of capital such as debt capital market borrowings to obtain funds required to carry out its capital program and refinance its existing debt.

The Corporation has arranged a credit facility for $600 million with certain Canadian chartered banks ("Bank Credit Agreement") to fund working capital requirements and for general corporate purposes. This facility may be drawn upon in either Canadian or U.S. dollars at varying rates based on certain benchmark rates, including a prime rate, a bankers' acceptance rate and a LIBOR rate. This facility became effective on September 1, 1999. Prior to September 1, 1999, the Corporation had negotiated a temporary credit agreement with the OEFC whereby it could borrow from OEFC on substantially the same financial terms and conditions as those in the Bank Credit Agreement.

The Corporation's debt of $3,430 million, issued as part of the April 1, 1999, transaction, consists of $2,650 million of senior notes due in the years 2001 to 2009, $750 million of subordinated notes due in the years 2010 and 2011 and a $30 million capital lease obligation. Certain covenants applicable to public debt issued by the Corporation in the future will automatically become applicable to the notes.

Cash provided from operations during the nine months ended December 31, 1999, amounted to $549 million. This cash, together with the opening cash position of $146 million at April 1, 1999, financed investments in fixed assets of $450 million and dividend payments of $35 million.

The Corporation invests in fixed assets to improve operating efficiencies, increase generating capacity and maintain service, reliability, safety and environmental

performance. The investment in fixed assets of $450 million for the nine months ended December 31, 1999, compared with $38 million in the first quarter of 1999 and $486 million during the year ended December 31, 1998.

The Corporation's planned capital expenditures for 2000 are $650 million. This amount includes sustaining capital expenditures to support the continued operations of current generating capacity and capital expenditures to expand generating capacity. Sustaining capital for nuclear operations represents approximately two-thirds of the expected capital spending in 2000. Capital expenditures designed to increase generating capacity include amounts to prepare for the restart of Pickering A station.

Risk Management

Overview

The Corporation's risk management activities involve identifying, assessing and controlling the risk of loss. The Board of Directors approves all risk management policies prior to implementation. The Corporation annually undertakes an assessment of its risk exposures in order to characterize such exposures and the effects of risk management activities, including avoidance, reduction, transfer and substitution. Executive management and the Board of Directors review the Corporation's residual exposure to ensure it is consistent with overall strategy and corporate risk tolerance levels.

Industry Restructuring

Elements of the restructuring of Ontario's electricity industry are still in a state of transition. The Province is developing regulations and the IMO is developing Market Rules that will govern the competitive wholesale and retail electricity markets. In addition, the Minister of Energy, Science and Technology, the Minister of Finance and the Ontario Energy Board ("OEB") are continuing to assess and develop policy positions on various matters that could significantly affect the Corporation, including transmission tariff design, the competition transition charge, new inter-tie capacity and congestion pricing structures.

Nuclear Recovery Program

An important element underlying the Corporation's commercial and financial success over the next five years is improved nuclear performance. The Corporation's expectation of improving financial performance is dependent on increasing production of low-cost nuclear energy to compete in Ontario and the interconnected markets. This includes the return to service of the Pickering A Nuclear Generating Station. The successful implementation of the nuclear recovery program will depend on many factors, including the discovery of any unanticipated deficiencies or greater than anticipated deterioration to its nuclear generating assets, material changes to the current regulatory structure governing nuclear generation, the ability to hire and retain qualified personnel, the ability to increase productivity and the ability to implement management and operational changes.

The nuclear recovery program includes a rigorous framework for managing risks associated with nuclear operations and processes. This framework addresses the major risk areas, related exposures and impacts, and mitigation strategies in the nuclear business.

Environmental Compliance

The Corporation is committed to meeting all applicable environmental legislative requirements and voluntary environmental commitments. The Corporation's environmental policy involves pollution prevention, continuous environmental improvement, reduction of resource use and efficiency improvements. The Corporation routinely undertakes environmental compliance audits.

The Corporation has set and achieved an international standard for environmental management systems. All of the Corporation's nuclear and fossil-fueled stations and its major hydroelectric station groups have been ISO 14001 registered. Registration means that the stations have put in place a comprehensive program to ensure that they are operated in an environmentally responsible way and that environmental performance is continually improved. Regulatory requirements and terms and conditions issued through environmental legislation, regulations, orders, certificates of approval and permits are managed through the Corporation's environmental management systems.

Financial Market Risks

The Corporation's exposure to interest rates is limited by the fixed rates on its long-term debt. Interest rate risk will arise with the need to undertake new financing and with the addition of any variable rate debt. The management of these risks will be undertaken by selectively hedging in accordance with corporate risk management policies.

To the extent practical and economical, the interest rates for future financing requirements may be hedged using derivative instruments. The Corporation's foreign exchange risk exposure is attributable primarily to U.S. dollar denominated transactions such as the purchase of fossil fuel and the purchase and sale of electricity in the U.S. The Corporation manages this exposure by periodically hedging its U.S. dollar cash flows according to approved risk management policies. The Corporation manages counterparty credit risk by monitoring and limiting its exposure to counterparties with lower credit ratings, by evaluating its counterparty credit exposure on an integrated basis and by performing periodic reviews of the credit worthiness of all counterparties, including obtaining credit security for all transactions beyond approved limits.

Year 2000 Readiness

The Year 2000 Issue arises because many computerized systems use two digits rather than four to identify a year. Date sensitive systems may recognize the year 2000 as 1900 or some other date, resulting in errors when information using year 2000 dates is processed. In addition, similar problems may arise in some systems which use certain dates in 1999 to represent something other than a date. The Corporation completed a significant program that upgraded or replaced affected systems on which it and its customers depend, prior to the year 2000. With the change in date, there have been no system failures affecting the Corporation's ability to conduct normal business operations and financial reporting. In addition, there have been no such system failures with the passing of the February 29, 2000, date. Although the changes in dates have occurred, it is not possible to conclude that all aspects of the Year 2000 Issue that may affect the Corporation, including those related to customers, suppliers or other third parties, have been fully resolved.

Market Outlook

The Corporation's vision is to be a premier North American energy company, building on its strengths in low-cost generation and wholesale energy sales. The Corporation's initial focus will be primarily in Ontario's electricity marketplace, supplying electricity to wholesale and other large customers. Over time, the Corporation plans to selectively expand into regional markets, particularly in the U.S. northeast and midwest, and will consider other growth opportunities.

In the short term, the Corporation will concentrate on increasing productive capacity and improving the competitiveness of its generation assets, in particular through its nuclear recovery program. As well, the Corporation will focus on identifying and developing the market capabilities necessary to maximize customer relationships and enhance the products and services it provides, as well as expanding the markets for its energy and related products and services. Over the medium to longer term, the Corporation will explore opportunities to purchase generation assets or output or enter into other business ventures in the regional market or elsewhere. The Corporation will also explore regional marketing alliances, convergence opportunities and public-private partnerships.

The Corporation's ability to compete in the U.S. interconnected markets will depend upon numerous factors, including the pace of regulatory restructuring, the level of access to these markets (e.g., Federal Energy Regulatory Commission licences), limitations imposed by interconnection transmission capacity, the applicability of environmental and other regulations, electricity transmission costs and the price of electricity in these markets.

Open Access and the Wholesale Market

Open Access, scheduled to begin over the coming months, will result in significant changes in the way the industry operates that will have major impacts on the Corporation. All Ontario electricity consumers will have access to the electricity supplier of their choice. Ontario's electricity generators will compete with generators and suppliers from both within and outside Ontario to sell electricity in the Ontario wholesale market. Wholesale market participants will buy and sell electricity either through the IMO-administered spot market or through bilateral contracts, which represent agreements between two market participants to buy and sell electricity. The IMO will dispatch generators based on their bids for each hour and the amount of demand in the market. The selling price of electricity for a time period will be determined by the last bid accepted by the IMO to satisfy demand in that time period.

The Corporation is subject to an average annual price cap mechanism on approximately 105 TWh per year of its expected energy sales in Ontario for the first 48 months after Open Access. OPG will be required to pay rebates to the IMO, for rebate to its customers, if the

average annual spot market price for wholesale electricity exceeds 3.8¢/kWh. Hence, the Corporation will focus on competitively supplying electricity to wholesale and other large customers in Ontario and selectively expanding its activities in the U.S. and other interconnected markets.

The Corporation expects competitive pressures in the Ontario market to come from generation by independent power producers in Ontario, self-generation by wholesale customers, imports of electricity from the interconnected markets and aggregators, brokers and marketers that offer new products and services. An important aspect of the marketplace is the extent to which new generation is built in Ontario. At expected price levels and existing technological capabilities, it is unlikely that significant additional generating capacity will be constructed before 2002. The extent to which generating capacity is constructed thereafter will depend on a number of factors, including actual and anticipated price levels for electricity and natural gas, the ability of parties to structure economic transactions, technological advances and regulatory developments.

Market Power Mitigation

The Corporation expects to meet its decontrol commitments through asset sales, asset or energy swaps or other arrangements. While the market power mitigation framework effectively will reduce the company's share of generating capacity available to the Ontario market, it does allow for the Corporation to grow its business through export sales and energy trading arrangements.

The Corporation commenced its decontrol process in September 1999 by starting a process to seek private investors for its nuclear facilities, focusing specifically on the 6,200 MW Bruce Nuclear Power Development site in southwestern Ontario. In response to a request from the Province to accelerate the schedule for decontrol, the Corporation has announced it is developing plans for accelerated decontrol of a total of approximately 4,000 MW of predominantly fossil-fueled generating capacity, including its fossil-fueled 2,140 MW Lennox Generating Station and 1,140 MW Lakeview Generating Station. The Corporation's goal is to meet the objective of decontrolling 4,000 MW as close as possible to the market's scheduled opening in November 2000.

Information Technology Initiative

The Corporation is forming new partnerships in key business areas with the support of its unions. In the information technology area, the Corporation is currently in discussions with major information technology companies to transfer employees, data centres and equipment to a third party company that will provide information technology services to the Corporation and to other energy companies.

Ontario Power Technologies

In the area of research and development, Ontario Power Technologies, the technical innovation and development division of the Corporation, is forming a joint venture with AEA Technology of the United Kingdom, Scientech of the U.S., and CANATOM NPM Inc. in Canada. Upon closing the transaction, the three new partners will have a 10 per cent cumulative stake in Ontario Power Technologies and options on a further 40 per cent. The partners bring considerable marketing and technology development capabilities to the venture.

Labour Relations

The Corporation strives to create and maintain strong relationships with its two large labour unions, and to that effect, the Corporation has struck a partnership agreement with both groups to foster a collaborative relationship. This partnership approach will be important to the decontrol process as the Corporation seeks to ensure it maximizes value to the shareholder and protects the interests of employees.

Management's Responsibility for Financial Reporting

The accompanying consolidated financial statements of Ontario Power Generation Inc. are the responsibility of management and have been prepared in accordance with accounting principles generally accepted in Canada. Ontario Power Generation Inc. chooses accounting principles appropriate to the circumstances. The significant accounting policies followed by Ontario Power Generation Inc. are described in the summary of significant accounting policies contained in Note 3 to the consolidated financial statements. The preparation of financial statements necessarily involves the use of estimates based on management's judgement, particularly when transactions affecting the current accounting period cannot be finalized with certainty until future periods. The consolidated financial statements have been properly prepared within reasonable limits of materiality and in light of information available up to March 21, 2000.

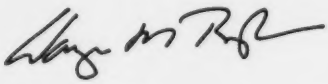
Management maintained a system of internal controls designed to provide reasonable assurance that the assets were safeguarded and that reliable financial information was available on a timely basis. The system included formal policies and procedures and an organizational structure that provided for appropriate delegation of authority and segregation of responsibilities. An internal audit function independently evaluated the effectiveness of these internal controls on an ongoing basis and reported its findings to management and the Audit Committee of the Ontario Power Generation Inc. Board of Directors.

The consolidated financial statements have been examined by Ernst & Young LLP, independent external auditors appointed by the Board of Directors. The external auditors' responsibility is to express their opinion on whether the financial statements are fairly presented in accordance with accounting principles generally accepted in Canada. The Auditors' Report outlines the scope of their examination and their opinion.

For the nine months ended December 31, 1999, the Ontario Power Generation Inc. Board of Directors, through the Audit Committee, was responsible for ensuring that management fulfilled its responsibilities for financial reporting and internal controls. The Audit Committee met periodically with management, the internal auditors and the external auditors to satisfy itself that each group had properly discharged its respective responsibility, and to review the financial statements before recommending approval by the Board of Directors. The external auditors had direct and full access to the Audit Committee, with and without the presence of management, to discuss their audit and their findings as to the integrity of Ontario Power Generation Inc.'s financial reporting and the effectiveness of the system of internal controls.

March 21, 2000

RONALD W. OSBORNE
President and
Chief Executive Officer



WAYNE M. BINGHAM
Executive Vice President and
Chief Financial Officer

To the Shareholder of Ontario Power Generation Inc.:

We have audited the consolidated balance sheet of Ontario Power Generation Inc. (the "Corporation") as at December 31, 1999, the consolidated statements of income (loss), retained earnings (deficit of assets over liabilities) and cash flows of the Corporation for the nine months ended December 31, 1999, the consolidated balance sheet of the electricity generating business of Ontario Hydro (the "Acquired Business") as at December 31, 1998 and the consolidated statements of income (loss), retained earnings (deficit of assets over liabilities) and cash flows of the Acquired Business for the three months ended March 31, 1999 and the year ended December 31, 1998. These consolidated financial statements are the responsibility of the Corporation's management. Our responsibility is to express an opinion on these consolidated financial statements based on our audits.

We conducted our audits in accordance with auditing standards generally accepted in Canada. Those standards require that we plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the consolidated financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the consolidated financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall consolidated financial statement presentation.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly, in all material respects, the consolidated financial position of the Corporation as at December 31, 1999, the consolidated financial position of the Acquired Business as at December 31, 1998, the consolidated results of the operations and cash flows of the Corporation for the nine months ended December 31, 1999 and the consolidated results of operations and cash flows of the Acquired Business for the three months ended March 31, 1999 and the year ended December 31, 1998 in accordance with accounting principles generally accepted in Canada.

Ernst & Young LLP

CHARTERED ACCOUNTANTS
Toronto, Canada
March 21, 2000

Consolidated Statements of Income (loss)

(millions of dollars except earnings per share)	ACQUIRED BUSINESS *(Notes 1 and 3)* APRIL 1 TO DECEMBER 31 1999	JANUARY 1 TO MARCH 31 1999	YEAR ENDED DECEMBER 31 1998
Revenues	4,339	1,784	6,592
Operating expenses			
Operation, maintenance and administration	1,791	558	2,241
Fuel	816	335	1,148
Power purchased	153	45	175
Depreciation and amortization *(notes 6 and 7)*	573	385	1,441
Property and capital taxes	256	–	–
	3,589	1,323	5,005
Operating income	750	461	1,587
Interest expense	135	560	2,301
Income from deferred pension asset	–	–	(655)
Income (loss) before income taxes	615	(99)	(59)
Income taxes *(note 4)*	289	–	–
Net income (loss)	326	(99)	(59)
Earnings per common share	1.27		
Common shares outstanding *(millions)*	256.3		

See accompanying notes to financial statements

Consolidated Statements of Retained Earnings (deficit of assets over liabilities)

(millions of dollars)	ACQUIRED BUSINESS *(Notes 1 and 3)* APRIL 1 TO DECEMBER 31 1999	JANUARY 1 TO MARCH 31 1999	YEAR ENDED DECEMBER 31 1998
Retained earnings (deficit of assets over liabilities), beginning of period *(note 1)*	–	(442)	(39)
Net income (loss)	326	(99)	(59)
Change in accounting for post employment benefits	–	–	(344)
Dividends	(35)	–	–
Retained earnings (deficit of assets over liabilities), end of period	291	(541)	(442)

See accompanying notes to financial statements

(millions of dollars)	DECEMBER 31 1999	ACQUIRED BUSINESS *(Notes 1 and 3)* DECEMBER 31 1998
Assets		
Current assets		
Cash and cash equivalents *(note 5)*	243	123
Accounts receivable	907	638
Income taxes recoverable *(note 4)*	23	–
Fuel	424	455
Materials and supplies	201	295
	1,798	1,511
Fixed assets *(note 6)*		
Property, plant and equipment	13,285	39,016
Less: accumulated depreciation	383	12,166
	12,902	26,850
Other assets		
Deferred pension asset *(note 16)*	516	723
Nuclear waste management and asset removal fund *(note 7)*	367	–
Long term accounts receivable and other assets	27	62
Deferred debt costs	–	978
	910	1,763
	15,610	30,124

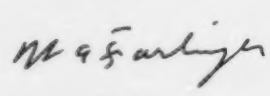
See accompanying notes to financial statements

(millions of dollars)	DECEMBER 31 1999	ACQUIRED BUSINESS *(Notes 1 and 3)* DECEMBER 31 1998
Liabilities		
Current liabilities		
Accounts payable and accrued charges	1,086	936
Accrued interest	59	540
Long term debt due within one year *(note 8)*	4	1,940
Short term notes payable	–	2,231
	1,149	5,647
Long term debt *(note 8)*	3,422	20,311
Other liabilities		
Nuclear waste management and asset removal *(note 7)*	4,235	3,201
Other post employment benefits *(note 16)*	959	1,037
Long term accounts payable and accrued charges	245	370
Deferred income taxes payable *(note 4)*	75	–
Other	108	–
	5,622	4,608
Shareholder's equity *(Deficiency)*		
Common shares *(note 10)*	5,126	–
Retained earnings (deficit of assets over liabilities)	291	(442)
	5,417	(442)
	15,610	30,124

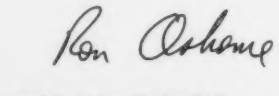
Contingencies and Commitments *(notes 7 and 15)*

See accompanying notes to financial statements

On behalf of the Board of Directors,
March 21, 2000:



W. A. FARLINGER
Chairman
Toronto, Canada



RONALD W. OSBORNE
President and Chief Executive Officer
Toronto, Canada

Consolidated Statements of Cash Flows

(millions of dollars)	ACQUIRED BUSINESS *(Notes 1 and 3)* APRIL 1 TO DECEMBER 31 1999	JANUARY 1 TO MARCH 31 1999	YEAR ENDED DECEMBER 31 1998
Operating activities			
Net income (loss)	**326**	(99)	(59)
Adjust for non-cash items:			
Depreciation and amortization	**573**	385	1,441
Deferred pension asset	**39**	5	(655)
Deferred income taxes	**75**	–	–
Amortization of foreign exchange gains	**–**	20	90
Other	**(7)**	(24)	12
	1,006	287	829
Nuclear waste management and asset removal	**(361)**	23	52
Non-cash working capital changes *(note 13)*	**(96)**	188	134
Cash flow from operating activities	**549**	498	1,015
Investing activities			
Additions to fixed assets	**(450)**	(38)	(486)
Other assets	**–**	3	(60)
Proceeds from sale of fixed assets	**33**	–	7
	(417)	(35)	(539)
Cash flow before financing activities	**132**	463	476
Financing activities			
Cash from acquired business *(note 1)*	**146**	–	–
Dividends	**(35)**	–	–
Net other financing activities	**–**	(440)	(316)
	111	(440)	(316)
Increase in cash and cash equivalents during period	**243**	23	160
Cash and cash equivalents, beginning of period *(note 1)*	**–**	123	(37)
Cash and cash equivalents, end of period	**243**	146	123

See accompanying notes to financial statements

1. Incorporation, Acquisition of Business and Commencement of Operations

Ontario Power Generation Inc. (the "Corporation") was incorporated on December 1, 1998 pursuant to the *Business Corporations Act* (Ontario). As part of the reorganization of Ontario Hydro, under the *Electricity Act, 1998* and the related restructuring of the electricity industry in Ontario, the Corporation and its subsidiaries purchased and assumed certain assets, liabilities, employees, rights and obligations of the electricity generation business of Ontario Hydro (the "Acquired Business") on April 1, 1999 and commenced operations on that date.

In connection with the reorganization of Ontario Hydro, four other successor entities were created in addition to Ontario Power Generation Inc. Hydro One and its subsidiaries is the successor company to Ontario Hydro's electricity transmission, distribution and energy services businesses. Other successor corporations to Ontario Hydro include the Independent Electricity Market Operator ("IMO"), which is responsible for directing the operations and reviewing the reliability of the Ontario electricity market, and the Electrical Safety Authority ("ESA"), which has the responsibility for electrical equipment and wiring installation inspection functions. Ontario Hydro has continued as Ontario Electricity Financial Corporation ("OEFC"), responsible for managing and retiring Ontario Hydro's outstanding debt and other obligations.

In consideration of the transfer of assets, liabilities, officers, employees, rights and obligations of the electricity generation business of Ontario Hydro, the Corporation issued to OEFC notes payable in the aggregate principal amount of $8,526 million, including a note in the principal amount of $5,126 million (the "Equity Note") and assumed a capital lease obligation of Ontario Hydro in the amount of $30 million on April 1, 1999. The Province has assumed all of the Corporation's obligations under the Equity Note and OEFC has released the Corporation from its obligations thereunder and in connection therewith the Corporation issued to the Province 256,300,000 common shares as fully paid and non-assessable shares. OEFC has agreed that without the consent of the Corporation, it will not sell its $3,400 million of notes of the Corporation. The Corporation's long term debt on April 1, 1999 was $3,430 million.

The Corporation has recorded the purchase of the Acquired Business at its fair value as of April 1, 1999 as follows:

(millions of dollars)	FAIR VALUE AS AT APRIL 1, 1999
Assets	
Current assets	1,465
Fixed assets	12,872
Other assets	598
	14,935
Liabilities	
Current liabilities	1,073
Liabilities and capital leases	5,336
	6,409
Net assets acquired	8,526

The purchase price of $8,526 million was determined based on the present value of estimated future operating results and cash flows of the Acquired Business in a deregulated market. The purchase of the Acquired Business from the related party, OEFC, was recorded at the exchange amount of $8,526 million in view of the substantive change in ownership interests arising from the transaction. The aggregate value of the net assets acquired was allocated to assets and liabilities based on their estimated fair values.

As part of the transfer agreement, the Province agreed to a transition period over which the final adjustments to the purchase price would be settled. The Corporation is in the process of finalizing this adjustment.

The financial position, results of operations and cash flows presented in these financial statements as at dates and for periods prior to April 1, 1999 represent all assets, liabilities, rights and obligations of Ontario Hydro pertaining to the Acquired Business now conducted by the Corporation. These financial statements have been prepared through specific identification of assets, liabilities (other than debt), revenues and expenses relating to such businesses, and through an allocation of certain common financial statement accounts and items of Ontario Hydro. In particular, a portion of Ontario Hydro's revenues and debt, and corresponding portion of related interest and other financial expenses, have been allocated to the Acquired Business. As explained in note 17, the financial position and operating results of the Corporation differ significantly from those of the Acquired Business prior to April 1, 1999 because of changes in the regulatory environment, financing and other factors.

2. Restructuring of the Ontario Electricity Industry

The restructuring of Ontario's electricity industry is being accomplished in two stages. The first stage, called the Transition Period, began on April 1, 1999 with the reorganization of Ontario Hydro and will end with the opening of access to the electricity transmission and distribution systems in Ontario. The second stage, Open Access, is expected to begin over the coming months. With Open Access, customers will have the right to choose their electricity supplier. The transmission and distribution system in Ontario will be open to all users in a competitive marketplace.

Following the reorganization of Ontario Hydro, an amount of debt remained that the successor entities were not expected to service as commercial entities in a competitive market. This debt, referred to as stranded debt, is the liability of OEFC. The Corporation has no obligation relating to, does not guarantee, and is not otherwise responsible for any of this stranded debt. The Province has stated that it intends to dedicate certain of its revenue streams from the restructured electricity industry (e.g. payments in lieu of taxes made by the Corporation, Hydro One and local distribution utilities) to service stranded debt. The Province anticipates that these dedicated revenue streams will service the majority of the stranded debt with the balance likely serviced through a competition transition charge to be reflected in customers' electricity bills.

The Province has adopted a framework for market power mitigation designed to address issues regarding the Corporation's market position in Ontario. Under this framework, the Corporation must reduce its control over specified sources of electricity generating capacity. The Corporation must relinquish effective control of at least 4,000 MW of fossil generating capacity within 42 months of Open Access, with the option of substituting up to 1,000 MW of hydroelectric generating capacity for an equal amount of fossil generating capacity. Within 10 years of Open Access, the Corporation must reduce its effective control over generation supply to a level that is no more than 35% of the Ontario market. In addition, an average annual price cap mechanism is to be applicable for the first 48 months after Open Access.

3. Summary of Significant Accounting Policies

Basis of Accounting

The financial statements of the Corporation are prepared in accordance with accounting principles generally accepted in Canada. The preparation of financial statements in conformity with generally accepted accounting principles requires management to make estimates and assumptions that affect the reported amounts of assets, liabilities, revenues, expenses and disclosure of contingent assets and liabilities.

Prior to April 1, 1999, Ontario Hydro was governed by the *Power Corporation Act* (Ontario), which provided it with broad power to generate, supply and deliver electricity throughout Ontario. Ontario Hydro's Board of Directors had the authority, for rate setting purposes, to specify that an amount be included in its results of operations for a period that

differed from the period in which it would be recognized under generally accepted accounting principles for enterprises operating in a non-rate regulated environment. In such cases, the accounting treatment was the same as its treatment for rate setting purposes.

Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Ontario Power Generation Inc. and its subsidiaries. The Corporation accounts for its interests in jointly controlled entities using the proportionate consolidation method.

Inventories

Fuel inventory is valued at the lower of average cost or net realizable value.

Materials and supplies are valued at the lower of average cost or net realizable value with the exception of specific replacement parts which are unique to one of the nuclear or fossil generating stations. The cost of this replacement parts inventory is charged to operations on a straight line basis over the remaining life of the related facilities.

Fixed Assets and Depreciation

Property, plant and equipment acquired by the Corporation on April 1, 1999 were recorded at fair values. Additions to property, plant and equipment subsequent to April 1, 1999, are recorded at cost. Interest costs incurred during construction are capitalized as part of the cost of the asset.

Depreciation rates for the various classes of assets are based on their estimated service lives. Assets are depreciated on a straight line basis except for computers and transport and work equipment, which are depreciated on the declining balance basis. Generating stations are depreciated on a straight line basis over estimated service lives ranging from 25 to 100 years. Administration and service facilities are depreciated on a straight line basis over 5 to 50 years. Computers and transport and work equipment assets are depreciated at rates varying between 9% and 40%. Any asset removal costs that have not been specifically provided for in current, or previous periods, are also charged to depreciation expense.

Nuclear Waste Management and Asset Removal

The Corporation recognizes a liability for fixed asset removal and nuclear waste management taking into account the time value of money since it is able to estimate both the amount and timing of future cash expenditures on these activities. On April 1, 1999, when the Acquired Business was transferred to the Corporation, the following costs were recognized as a liability:

- The present value of the costs of dismantling the nuclear and fossil production facilities at the end of their useful lives.
- The present value of the fixed cost portion of any nuclear waste management programs that are required regardless of volume of waste generated.
- The present value of the variable cost portion of any nuclear waste management program to take into account actual waste volumes incurred up to April 1, 1999.

Waste generated after April 1, 1999 will result in an increase to this liability. The Corporation funds this liability based on a pre-determined payment stream. This funding is segregated and used only for nuclear waste management or nuclear fixed asset removal. It is the Corporation's intent that these funds be held outside of the Corporation. Any actual costs incurred to operate waste management programs are applied against the segregated funds.

Revalorization arises because liabilities for used nuclear waste disposal and future fixed asset removal costs are stated in the balance sheet on a net present value basis. The revalorization charge is the adjustment that results from restating the liabilities to reflect the effect of inflation on the cost estimates and the time value of money effect on the future liabilities. The revalorization charge is sensitive to movements in interest and escalation rates. Revalorization is disclosed in the financial statements as part of depreciation and amortization.

Prior to April 1, 1999, the Acquired Business recognized decommissioning and nuclear waste liabilities over the expected operating lives of the nuclear and fossil plants or as quantities of waste were produced. As a result, the liability as stated under the Acquired Business was substantially lower than the liability recognized by the Corporation.

Allocation of Debt and Financing Charges

The debt of Ontario Hydro, and related derivative financial instruments used to hedge interest rate and foreign exchange rate risks associated with such debt, was issued or incurred for general purposes and was not specifically identified with particular assets or businesses of Ontario Hydro. In addition, none of Ontario Hydro's debt and related derivatives have been assumed by or transferred to the Corporation as part of the reorganization of Ontario Hydro. As a result, the total debt and related derivatives and debt costs could not be specifically identified and therefore have been notionally allocated to the Acquired Business from Ontario Hydro solely for the purpose of preparing historical financial statements. Financing charges were allocated to the Acquired Business based on the Acquired Business's proportion of total Ontario Hydro debt.

Revenue

Revenues are earned primarily through the sale of electricity to wholesale and large industrial customers in Ontario and to interconnected markets in the United States, Quebec and Manitoba. During the Transition Period, the average electricity prices charged to customers remain fixed and customers are billed on a bundled basis. The Corporation distributes the funds to the successor entities of Ontario Hydro under the terms of revenue allocation arrangements. The revenue allocation arrangements provide relatively fixed amounts to the other businesses. The revenue allocation arrangements were designed so the undistributed balance of funds would provide the Corporation with planned revenue of 4¢/kWh based on forecasted energy, together with a fixed amount for ancillary services. Changes in forecast demand and customer mix will vary the Corporation's actual revenue per kWh.

Prior to April 1, 1999, the Acquired Business operated in a rate-regulated environment. The electricity rates to customers were established to provide power at cost. The revenues disclosed for periods prior to April 1, 1999 were determined by an internal revenue allocation mechanism used by Ontario Hydro. Wholesale revenues were specifically identified and were based on actual delivered energy to municipal electric utilities and direct industrial customers at contract prices less amounts allocated in respect of transmission and system operation fees. Delivered energy to Hydro One for retail customers was estimated at a negotiated inter business unit rate exclusive of transmission and system operation fees. Transmission and system operation fees payable to Hydro One and the IMO were based on approved budgets. Revenue from interconnected markets are based on actual delivered energy at contract negotiated prices.

Non-energy revenues include earnings from services provided by the Corporation such as project management, engineering analysis and design, construction and field maintenance of power generation facilities and through the sale of various nuclear isotopes and generation by-products. The Corporation uses the percentage of completion method to recognize revenue on fixed price contracts with a defined scope of work. For other contracts, revenue is recognized as services are provided or products are delivered. Price escalation adjustments are recognized when they are established by specific contract terms. Commissions are recognized as earned.

Foreign Currency Translation

Current monetary assets and liabilities in foreign currencies are translated into Canadian currency at year-end rates of exchange. Any resulting gain or loss is reflected in income. The Corporation enters into various hedging instruments in order to manage foreign exchange risk.

Income and Other Tax

The Corporation is responsible under the *Electricity Act, 1998* for making payments in lieu of taxes (proxy taxes) to OEFC. These payments are calculated in accordance with the *Income Tax Act* (Canada) and *Corporations Tax Act* (Ontario), and modified by regulations made under the *Electricity Act, 1998*. The Corporation uses the deferral method of recognizing income taxes. Prior to April 1, 1999 the Acquired Business was not required to pay income or capital taxes.

The Corporation is also required to make payments in lieu of property and school taxes on its generating assets. The amount is equal to the difference between the amount it would be required to pay if the assets were privately owned and the amount of such taxes that the Corporation actually pays on those assets.

Research and Development

Development costs related directly to the design or construction of a specific fixed asset are capitalized as part of the cost of the asset. Research and development costs, which are incurred to discharge long term obligations such as the nuclear waste liabilities, for which specific provision has already been made, are charged to the related liability. All other research and development costs, which do not qualify for deferral, are charged to operations in the year incurred.

Pension and Other Post Employment Benefits

The Corporation's post employment benefit programs include pension, group life insurance, health care, long term disability and workers' compensation benefits.

The Corporation accrues its obligations under pension and other post employment benefit ("OPEB") plans and the related costs, net of plan assets. Pension fund assets are valued using current market values. Pension and OPEB expenses and obligations are determined annually by independent actuaries using management's best estimates.

Pension and OPEB expenses consist of current service costs, interest and adjustments arising from plan amendments, changes in assumptions, and experience gains or losses, which are amortized on a straight line basis over the expected average remaining service life of the employees covered by the plan. Pension and OPEB expenses are recorded during the year in which employees render services.

Credit Risk Management

Credit risk is the risk of loss from non-performance by suppliers, customers or financial counter-parties to a contract. The Corporation maintains credit policies with respect to all its counter-parties, which management believes significantly minimizes overall credit risk. These policies include a review of a counter-party's financial condition.

Application Software and Year 2000 Expenditures

Major application software acquisition costs are capitalized when future benefits are reasonably assured. Expenditures incurred to identify and remedy information systems and applications that were not "Year 2000" compliant generally were charged to operations as incurred. When existing assets were replaced with new versions or new systems, the expenditures were capitalized.

4. Income Taxes

The Corporation became obligated to make payments in lieu of taxes on April 1, 1999. There were no income or capital taxes in the periods prior to April 1, 1999 related to the Acquired Business.

A reconciliation between the statutory and the effective rate of income taxes for the nine months ended December 31, 1999 is provided as follows:

(millions of dollars)	APRIL 1 TO DECEMBER 31 1999
Income before income taxes	615
Combined Canadian federal and provincial statutory income tax rates, including surtaxes	44.6%
Statutory income tax rates applied to accounting income	274
Increase (decrease) in income taxes resulting from:	
Large corporation tax in excess of surtax	19
Manufacturing and processing credit	(9)
Other	5
	15
Provision for income taxes	289
The provision for income taxes consists of:	
Current	214
Deferred	75
Provision for income taxes	289
Effective rate of income taxes	47.0%
The sources of timing differences and the computation of the effects on deferred income taxes were:	
Capital cost allowance in excess of depreciation and amortization claimed for book purposes	66
Other items deducted for tax purposes in advance of accounting purposes	9
Deferred income taxes	75

The amount of taxes paid for the nine months ended December 31, 1999 was $237 million.

5. Cash and Cash Equivalents

Cash and cash equivalents include cash on account and short term investments of $255 million with maturities of less than three months recorded at cost which approximates current market value.

6. Fixed Assets and Depreciation and Amortization

The depreciation and amortization expense consists of the following:

(millions of dollars)	ACQUIRED BUSINESS		
	APRIL 1 TO DECEMBER 31 1999	JANUARY 1 TO MARCH 31 1999	YEAR ENDED DECEMBER 31 1998
Depreciation and amortization	383	299	1,132
Revalorization	165	45	160
Liability for nuclear waste management and asset removal	20	37	131
Asset removal costs	5	4	18
	573	385	1,441

The fixed assets at period end consist of the following:

(millions of dollars)		ACQUIRED BUSINESS
	DECEMBER 31 1999	DECEMBER 31 1998
Property, plant and equipment		
Generating stations	12,093	37,008
Other fixed assets	530	1,210
Construction in progress	662	798
	13,285	39,016
Less: accumulated depreciation		
Generating stations	339	11,488
Other fixed assets	44	678
	383	12,166
	12,902	26,850

Interest capitalized during the nine months ended December 31, 1999 was $11 million, (three months ended March 31, 1999: $8 million, 1998: $29 million).

7. Nuclear Waste Management and Asset Removal

The Corporation's nuclear generating stations produce nuclear waste in the form of radioactive nuclear fuel bundles along with low and intermediate level radioactive waste. In addition, certain components of the plants become contaminated with radiation and therefore need to be safely decommissioned. The Corporation is also required to decommission its non-nuclear facilities.

The nuclear waste management and asset removal fund consists of:

(millions of dollars)		ACQUIRED BUSINESS
	DECEMBER 31 1999	DECEMBER 31 1998
Nuclear asset removal fund	215	–
Nuclear waste management fund	152	–
	367	–

The net liability for nuclear waste management and asset removal is as follows:

(millions of dollars)	DECEMBER 31 1999	ACQUIRED BUSINESS DECEMBER 31 1998
Liability for nuclear waste management	4,304	1,485
Liability for nuclear fixed asset removal	2,287	866
Liability for nuclear fuel channel removal	–	674
	6,591	3,025
Liability for non-nuclear fixed asset removal	124	176
	6,715	3,201
Less: provincial contribution	2,480	–
Nuclear waste management and asset removal	4,235	3,201

Liabilities for nuclear waste management and fixed asset removal costs for periods prior to April 1, 1999 were recognized over the expected operating lives of the nuclear and fossil plants or as qualities of waste were produced. As of April 1, 1999, the present value of the currently committed liabilities, including the cost of dismantling facilities at the end of their useful lives and the fixed cost portion of nuclear waste management programs, were recognized in full. As a result, the liability recognized by the Corporation as at December 31, 1999 was substantially higher than the liability as at December 31, 1998.

The expenses related to nuclear waste management and asset removal are as follows:

	APRIL 1 TO DECEMBER 31, 1999				ACQUIRED BUSINESS	
(millions of dollars)	NON-NUCLEAR ASSETS	NUCLEAR ASSETS	NUCLEAR WASTE	TOTAL	JANUARY 1 TO MARCH 31 1999	YEAR ENDED DECEMBER 31 1998
Revalorization	3	93	69	165	45	160
Fuel	–	–	13	13	45	146
Depreciation and amortization	–	–	20	20	37	131
	3	93	102	198	127	437

The accrual of nuclear waste management and fixed asset removal costs requires significant assumptions in their calculations, since these programs run for several decades. The decommissioning of nuclear stations requires cash flow estimates to 2071. The interest rate used for discounting was 5.75% (1998: 6% to 8%) and cost escalation rates ranged from 2% to 4% (1998: 2% to 4%).

Significant assumptions underlying many operational and technical factors are also used in the calculation of the accrued liabilities and are subject to periodic review. Changes to these assumptions, as well as changes to assumptions on the timing of the programs or the technology employed, could result in significant changes to the value of the accrued liabilities. With programs of this duration and the evolving technology to handle the nuclear waste, there is a degree of risk surrounding the measurement of the costs for these programs.

Liability for Nuclear Waste Management Costs

These accrued costs represent the cost of managing the highly radioactive used nuclear fuel bundles, as well as the cost of

managing other low and intermediate level radioactive wastes generated by the nuclear stations. The current assumptions that have been used to establish the accrued used fuel costs include: long term management of the spent fuel bundles through deep geological disposal; an in-service date of 2025 for used nuclear fuel disposal facilities; and an average transportation distance of 1,000 kilometers between nuclear generating facilities and the disposal facilities. The increase in the accrued costs for used nuclear fuel from current period operations is charged to fuel costs for the period.

In December 1998, the federal government issued a response to a government panel report (known as the Seaborn Report) that in part required the producers of used nuclear fuel in Canada to conduct a study of long term disposal options for used nuclear fuel. Such a study will include deep geological disposal as an option, but may not necessarily conclude that option as the preferred one for Canada. The Corporation has taken the lead role in this study. The results of this study have the potential to significantly impact on the value of these accrued costs.

The costs of low and intermediate level waste management include both the costs of managing such wastes during the operation of the nuclear stations as well as the costs of ultimate long term disposal of these wastes. The current assumptions used to establish the accrued low and intermediate level waste management costs include: construction of disposal facility for low level waste to be in place by 2015; co-locating some of the intermediate level waste with low level waste starting in 2015; and co-locating the remainder of the intermediate level waste with used fuel starting in 2034. The increase in the accrued costs for low and intermediate level waste due to the waste produced during the period are charged to depreciation and amortization for the period.

Liability for Nuclear Fixed Asset Removal Costs

Accrued nuclear fixed asset removal costs are the costs of decommissioning nuclear generating stations after the end of their service lives. The significant assumptions used in estimating future fixed asset removal costs were: decommissioning of nuclear generating stations in the 2028 to 2058 period on a deferred dismantlement basis (dismantlement following storage with surveillance for a 30 year period after shutdown of the reactors), and an average transportation distance of 1,000 kilometers between nuclear generating facilities and disposal facilities.

Liability for Nuclear Fuel Channel Removal Costs

A provision was established by the Acquired Business to provide for the costs of removing fuel channels in nuclear generating stations for rate setting purposes. Fuel channels are required to be replaced in the future in order to extend the life of a nuclear generating station. This rate setting practice is not applicable for the Corporation.

Liability for Non-nuclear Asset Removal Costs

Accrued non-nuclear asset removal costs are primarily the costs of decommissioning fossil generating stations and the heavy water production facility after the end of their service lives. The significant assumption used in estimating future fossil generating station removal costs is that the estimated retirement date of these stations is in the period 2005 to 2025. The impact of restating the fossil decommissioning accrual is recognized over the remaining life of the related facilities.

The Corporation does not provide for the removal costs associated with its hydroelectric generating facilities as the costs are not reasonably estimable because of the long service life of these assets. With either maintenance efforts or rebuilding, the water control structures are assumed to be required for the foreseeable future.

Provincial Contribution to Nuclear Waste Management

On April 1,1999, the Province agreed to fund certain nuclear waste management and asset removal liabilities that were incurred prior to April 1, 1999. The particulars of which liabilities are to be funded are currently under discussion with the Province and are shown in this note as a reduction to the total liability. The balance of $2,480 million represents the liability of $2,378 million as at April 1, 1999, as well as interest in the amount of $102 million accrued during the nine month period ending December 31, 1999 based on a rate of 5.75%. The interest rate is still under negotiation with the Province and is subject to change. The impact of the finalization of the interest rate for 1999 is not expected to result in a material difference to a liability balance.

Internally Segregated Funds

The Corporation is contributing to segregated funds to provide for or discharge the remaining unfunded nuclear liabilities. It is the Corporation's intent that these funds be held outside of the Corporation and be used solely for nuclear waste remediation and nuclear fixed asset removal. Until such time as the legal nature of the segregated funds can be established, the Corporation has set these funds aside internally and is managing their investment and growth distinct from its other cash holdings. These funds amount to $367 million at December 31, 1999. Included in the $367 million is $6 million in interest earned on the balances in the fund during 1999.

Nuclear Risk Sharing

The Corporation and senior staff at the Ontario Ministry of Finance have reached an understanding on key principles for the development of a nuclear risk sharing agreement. In order to implement these principles however, it will be necessary to successfully negotiate a definitive agreement and obtain the necessary authorizations from the Province including any necessary Orders in Council. The Province would provide a risk sharing cap on certain nuclear waste management costs in the event that the estimated present value of these costs were to exceed certain thresholds. Execution of this agreement would effectively limit the Corporation's exposure to significant increases in the estimated present value costs of nuclear waste management.

Role of External Parties in the Management of Nuclear Wastes and Impact on Liabilities

The calculation of required provision, the access to segregated funds and the control over the work related to these expenditures is planned to be controlled outside of the Corporation in the future. The segregated funds will be held independent of the Corporation with access to those funds controlled and monitored by several parties, including the Atomic Energy Control Board. The Corporation has a requirement to contribute to those segregated funds in a pre-determined manner that will be established based on estimates and assumptions calculated by external bodies. An external Waste Management Organization will be established for the life cycle management of nuclear waste that will be financed through the external funds.

Financial Assurances for Nuclear Waste Management and Decommissioning

The Atomic Energy Control Board issued a proposed regulatory guide on financial assurances for the decommissioning of licensed activities on September 30, 1998. Under this guide, the Corporation could be required to provide financial assurances up to the full amount of the present value of its currently incurred liability. The guide permits this financial assurance to be provided by a government guarantee. Under the proposed risk sharing agreement, the Province or its agent would provide this guarantee for an annual fee of 0.5% of the amount of guarantee given.

8. Long Term Debt

The long term debt at period end consists of the following:

(millions of dollars)	DECEMBER 31 1999	ACQUIRED BUSINESS DECEMBER 31 1998
Notes payable to OEFC	3,400	–
Capital lease obligations	26	33
Allocated Ontario Hydro notes payable	–	22,218
	3,426	22,251
Less: payable within one year		
Capital leases	4	6
Allocated Ontario Hydro notes payable	–	1,934
	4	1,940
Long term debt	3,422	20,311

Details of the Corporation's long term notes outstanding as at December 31, 1999 are as follows:

YEAR OF MATURITY	INTEREST RATE (%)	PRINCIPAL OUTSTANDING ($ Canadian) SENIOR NOTES	SUBORDINATE NOTES	TOTAL
2001	5.35	200	–	200
2002	5.44	200	–	200
2003	5.49	200	–	200
2004	5.62	300	–	300
2005	5.71	300	–	300
2006	5.78	300	–	300
2007	5.85	400	–	400
2008	5.90	400	–	400
2009	6.01	350	–	350
2010	6.60	–	375	375
2011	6.65	–	375	375
		2,650	750	3,400

Holders of the senior debt are entitled to receive in full, amounts owing in respect of the senior debt before holders of the subordinated debt are entitled to receive any payments. At December 31, 1999, the fair value of the outstanding long term debt is approximately $3,200 million. The Corporation's exposure to interest rate risk is limited by the fixed rates on the long term debt.

Prior to April 1, 1999 the debt of Ontario Hydro, and related derivative financial instruments used to hedge interest and foreign exchange rate risks associated with such debt, were issued or incurred for general purposes and were not specifically identified with particular assets or businesses of Ontario Hydro. None of Ontario Hydro's debt and related derivatives have been assumed by or transferred to the Corporation as part of the reorganization of Ontario Hydro. As a result, the total debt and related derivatives and debt costs of Ontario Hydro have been notionally allocated to the Acquired Business.

9. Short Term Credit Facilities

The Corporation has arranged a credit facility for $600 million with certain Canadian chartered banks ("Bank Credit Agreement") to fund working capital requirements and general corporate purposes. This facility may be drawn upon in either Canadian or United States dollars at varying rates based on certain benchmark rates, including a prime rate, a bankers' acceptance rate, and a LIBOR rate. The Bank Credit Agreement became effective on September 1, 1999. Prior to September 1, 1999 the Corporation negotiated a temporary credit agreement with OEFC whereby it could have borrowed from OEFC on substantially the same financial terms and conditions as those in the Bank Credit Agreement.

10. Common Shares

The Corporation is authorized to issue an unlimited number of common shares without nominal or par value. Common shares issued and outstanding are:

	DECEMBER 31, 1999 SHARES	$ (MILLIONS)
Issued to the Province upon incorporation on December 1, 1998	10	–
Issued to the Province in settlement of debt on April 1, 1999	256,300,000	5,126
	256,300,010	5,126

11. Related Party Transactions

The Corporation, the Province, and the other successor entities of Ontario Hydro, which include Hydro One, IMO, OEFC, and Ontario Electricity Pension Services Corporation ("OEPSC") which manages the pension fund on behalf of the Corporation, became related parties as at April 1, 1999. Prior to April 1, 1999, the Province was a related party to Ontario Hydro and it's fully integrated business units.

The following summarizes the transactions for the nine months ended December 31, 1999 between the Corporation and related parties. These transactions are in the normal course of business under normal trade terms:

	APRIL 1 TO DECEMBER 31, 1999	
(millions of dollars)	SALES	PURCHASES
Hydro One		
Electricity sales	640	–
Services	45	40
IMO		
Ancillary services	75	–
OEPSC		
Services	10	–
	770	40

For the nine months ended December 31, 1999, payments to the Province for water rentals were $90 million (three months ended March 31, 1999: $30 million, 1998: $118 million). Payments to the Province for the debt guarantee fee were nil for the nine months ended December 31, 1999 (three months ended March 31, 1999: $31 million, 1998: $124 million).

12. Research and Development

For the nine months ended December 31, 1999, $19 million (three months ended March 31, 1999: $15 million, 1998: $56 million) of research and development expenses were charged to operations, and $10 million (three months ended March 31, 1999: $2 million, 1998: $7 million) were charged to accrued liabilities. Development costs of $2 million (three months ended March 31, 1999: nil, 1998: $3 million) were capitalized.

13. Non-cash Working Capital Changes

		ACQUIRED BUSINESS	
(millions of dollars)	APRIL 1 TO DECEMBER 31 1999	JANUARY 1 TO MARCH 31 1999	YEAR ENDED DECEMBER 31 1998
Increase (decrease) in cash flow due to:			
Accounts receivable	(152)	(134)	(20)
Fuel	(50)	81	(88)
Materials and supplies	(32)	20	(23)
Accounts payable and accrued charges	(4)	158	100
Accrued interest	59	48	(31)
Long term accounts payable	40	15	196
Other	43	–	–
	(96)	188	134

Interest paid during the nine months ended December 31, 1999 was $95 million (three months ended March 31, 1999: $588 million, 1998: $2,196 million).

14. Segmented Information

The Corporation operates as a single segment business generating electricity in Ontario. Substantially all sales are in Canada. Electricity sales to the United States were $200 million in the nine months ended December 31, 1999 (three months ended March 31, 1999: $10 million, 1998: $111 million). Sales to two customers represent 30% of total revenue for the nine months ended December 31, 1999, and 25% of accounts receivable as at December 31, 1999.

15. Contingencies and Commitments

Municipal Electric Utilities ("MEU")

On April 24, 1997, three MEUs (the "Applicants") issued a notice of application against Ontario Hydro in the Ontario Court (General Division) (the "MEU Litigation"). The MEU Litigation has been certified as a class proceeding on behalf of all MEUs in Ontario. The Applicants seek declarations that certain rates and pricing options offered by Ontario Hydro to corporations contravened the provisions of the *Power Corporation Act* (Ontario), and that these rates and pricing options improperly increased costs to the MEUs that purchase their power from the Corporation. They seek recovery of the increased costs in the amount of approximately $145 million and a declaration that Ontario Hydro improperly diverted, from miscellaneous revenues, monies, in an indeterminate amount, which should have been used to reduce the cost of power supplied to these MEUs. The Applicants are also seeking declarations that Ontario Hydro breached legislative provisions prescribing the operation of the Reserve for Stabilization of Rates and Contingencies and an equity account of Ontario Hydro known as the accumulated debt retirement appropriation (the "ADR account"), and an order requiring repayment to the ADR account in the amount of $5,050 million. The Province will indemnify the Corporation from and against all claims relating to the creation, treatment, payment to or from or other dealings with the ADR account, and the financial statements of Ontario Hydro in relation to the ADR account including any amount relating to any judgment, settlement or other payment in connection with the MEU Litigation, subject to a $20 million deductible amount.

Request for Judicial Review

In May 1999, an application was commenced by the Inverhuron & District Ratepayers Association ("IDRA") in the Federal Court Trial Division, requesting judicial review of the decisions of the federal Minister of the Environment, the Minister of Fisheries and Oceans and the Atomic Energy Control Board with regard to the Bruce used fuel dry storage facility. The goal of the application is to void the Minister of the Environment's decision pursuant to the *Canadian Environmental Assessment Act* which would allow the project to proceed and to have the project referred to a review panel or mediator. The Corporation was not originally a party to the application but was successful on a motion to be added as a responding party early in the process.

The hearing of the judicial review application took place on January 10 and 11, 2000. Submissions were made by IDRA, the Corporation and by the Federal Government. The Court has reserved its decision. Until the Corporation is advised of the Court's decision, the Corporation is unable to ascertain the impact of this application on its business, results of operations, financial condition or prospects.

Uncertainty Due to the Year 2000 Issue

The Year 2000 Issue arises because many computerized systems use two digits rather than four to identify a year. Date-sensitive systems may recognize the year 2000 as 1900 or some other date, resulting in errors when information using year 2000 dates is processed. In addition, similar problems may arise in some systems which use certain dates in 1999 to represent something other than a date. The Corporation has completed a significant program that upgraded or replaced affected systems on which it and its customers depend, prior to the year 2000. With the change in date there have been no system failures affecting the Corporation's ability to conduct normal business operations and financial reporting. Although the change in date has occurred, it is not possible to conclude that all aspects of the Year 2000 Issue that may affect the Corporation, including those related to customers, suppliers, or other third parties, have been fully resolved. A further milestone was reached when the Corporation experienced no system failures with the passing of the February 29, 2000 date.

Environment

The Corporation inherited legacy obligations from the Acquired Business arising from environmental matters. A provision of $76 million was established as at April 1, 1999 for such obligations. Charges of $6 million were made against this provision during the nine months ended December 31, 1999. Also, the Corporation's current operations are subject to regulation with respect to air, soil and water quality and other environmental matters by federal, provincial and local authorities. The cost of obligations associated with current operations is provided for on an ongoing basis. Management believes it has made adequate provision in its financial statements to meet the Corporation's current environmental obligations.

Fuel Supply Agreements

The Corporation has entered into firm fuel supply agreements, some of which extend beyond 2000. The future obligation under these agreements for 2000 is estimated to be $727 million, and $568 million beyond 2000.

16. Benefit Plans

The Corporation's post employment benefit programs include pension, group life insurance, health care, long term disability and workers' compensation benefits. Pension fund assets and obligations, other post employment obligations and related expenses are impacted by factors including interest rates, adjustments arising from plan amendments, changes in assumptions and experience gains or losses.

The pension information presented in the financial statements is derived from the OEFC pension plan based on the Corporation's proportionate share of the OEFC pension plan assets and liabilities taking into account actual employees and pensioners. Other post employment benefit information presented in the financial statements as at December 31, 1999 and for the nine months ended December 31, 1999, is also based on the Corporation's actual employees and pensioners. Prior to April 1, 1999, such information was based on the Acquired Business's proportionate share of Ontario Hydro's payroll, resulting in allocation adjustments.

Pension Plan

The pension plan is a contributory, defined benefit plan covering all regular employees. The Corporation's pension plan was established effective December 31, 1999. Until that date, employees and pensioners continued as members of the OEFC pension plan, formerly the Ontario Hydro Pension and Insurance Plan.

The pension fund assets principally include marketable equity securities, and corporate and government debt securities, which are selected by professional investment managers. The fund does not invest in equity or debt securities issued by the Province, Hydro One, IMO, ESA, OEFC, or the Corporation.

The pension plan has a substantial excess of assets over obligations ("Surplus"). The Corporation has suspended contributions to the plan as permitted under the *Pension Benefits Act* (Ontario) and the *Electricity Act, 1998.*

Information about the Corporation's allocated portion of the pension plan is as follows:

(millions of dollars)	DECEMBER 31 1999	ACQUIRED BUSINESS DECEMBER 31 1998
Pension Plan Assumptions		
Expected return on plan assets	7.25%	9%
Rate used to discount future pension benefits	7.25%	6%
Salary schedule escalation rate	3.50%	3.50%
Rate of cost of living increase to pensions	2.50%	2.50%
Average remaining service life for employees *(years)*	12	12
Change in Pension Plan Assets		
Fair value of plan assets at beginning of year	7,908	7,426
Contributions by the Corporation	–	21
Contributions by the employees	49	51
Actual return on plan assets	1,018	665
Benefit payments	(245)	(254)
Administrative expense	(13)	(1)
Allocation adjustment	(1,443)	–
Fair value of plan assets at end of year	7,274	7,908

(millions of dollars)	DECEMBER 31 1999	ACQUIRED BUSINESS DECEMBER 31 1998
Change in Projected Pension Benefit Obligation		
Projected benefit obligation at beginning of year	7,098	4,699
Current service cost	218	131
Past service costs	–	149
Interest on projected benefit obligation	359	397
Benefit payments	(192)	(242)
Net actuarial (gain) loss	(1,098)	1,964
Allocation adjustment	(1,211)	–
Projected benefit obligation at end of year	5,174	7,098
Pension Plan Surplus	2,100	810
Reconciliation of Pension Plan Surplus		
Pension plan surplus	2,100	810
Unamortized net actuarial (gain) loss	(1,584)	(87)
Deferred pension asset	516	723

(millions of dollars)	ACQUIRED BUSINESS		
	APRIL 1 TO DECEMBER 31 1999	JANUARY 1 TO MARCH 31 1999	YEAR ENDED DECEMBER 31 1998
Components of Pension Expense			
Current service cost	124	42	99
Interest on projected benefit obligation	269	106	401
Expected return on plan assets	(339)	(142)	(665)
Amortization of past service costs	–	–	64
Amortization of net actuarial (gain) loss	(15)	(1)	(133)
Amortization of transitional asset	–	–	(21)
Adjustment for surplus ownership	–	–	272
Pension expense	39	5	17

Other Post Employment Benefits

Payments for OPEB benefits during the nine months ended December 31, 1999 are $35 million (three months ended March 31, 1999: $15 million, 1998: $51 million). The long term annual increase in the per capita cost of the major benefits ranges between 2.5% and 4.5% (1998: between 2.5% and 4.5%), depending on the nature of the benefit. The discount rate used in determining the actuarial present value of the OPEB obligation ranges between 7.0% and 7.5% at December 31, 1999 (1998 : between 5.5% and 6.0%).

Information about the Corporation's OPEB is as follows:

(millions of dollars)		ACQUIRED BUSINESS
	DECEMBER 31 1999	DECEMBER 31 1998
Change in Projected OPEB Obligation		
Projected OPEB obligation at beginning of year	1,088	704
Current service cost	41	29
Interest on projected benefit obligation	56	64
Benefit payments	(40)	(50)
Net actuarial (gain) loss and past service costs	(180)	341
Allocation adjustment	(137)	–
Projected OPEB obligation at end of year	828	1,088
Reconciliation of OPEB Obligation		
Accrued OPEB obligation at end of year		
Long term obligation	959	1,037
Short term obligation	43	51
Unrecognized net actuarial (gain) loss and past service costs	(174)	–
Projected OPEB obligation at end of year	828	1,088

(millions of dollars)	ACQUIRED BUSINESS		
	APRIL 1 TO DECEMBER 31 1999	JANUARY 1 TO MARCH 31 1999	YEAR ENDED DECEMBER 31 1998
Components of OPEB Expense			
Current service cost	32	12	29
Interest on projected benefit obligation	42	16	64
Amortization of net actuarial (gain) loss and past service costs	(3)	–	30
OPEB expense	71	28	123

The new method of accounting for pensions and employee future benefits approved by the Canadian Institute of Chartered Accountants was adopted by the Acquired Business in the fourth quarter of 1998. The major effect of adopting this new method was to change the discount rate used to determine the projected pension benefit obligation and the OPEB obligation from a long term average rate to a current market settlement rate. This change resulted in a transition amount of $344 million, which related to the OPEB obligation being charged to deficit of assets over liabilities for the year ended December 31, 1998.

17. Pro Forma Consolidated Statements of Income (Unaudited)

Pro forma consolidated statements of income have been prepared to reflect the purchase of the Acquired Business as if the purchase of net assets had occurred on January 1, 1999 and on January 1, 1998.

(millions of dollars)	1999			
		ACQUIRED BUSINESS		
	APRIL 1 TO DECEMBER 31 ACTUAL	JANUARY 1 TO MARCH 31 ACTUAL	ADJUSTMENTS	JANUARY 1 TO DECEMBER 31 PRO FORMA
Revenues	4,339	1,784	(327)	5,796
Operating expenses				
Operation, maintenance and administration	1,791	558	16	2,365
Fuel	816	335	(35)	1,116
Power purchased	153	45	–	198
Depreciation and amortization	573	385	(193)	765
Property and capital taxes	256	–	85	341
	3,589	1,323	(127)	4,785
Interest expense	135	560	(515)	180
Income taxes	289	–	96	385
Net income	326	(99)	219	446

(millions of dollars)	JANUARY 1 TO DECEMBER 31, 1998		
	ACQUIRED BUSINESS		
	ACTUAL	ADJUSTMENTS	PRO FORMA
Revenues	6,592	(1,007)	5,585
Operating expenses			
Operation, maintenance and administration	2,241	(155)	2,086
Fuel	1,148	(117)	1,031
Power purchased	175	–	175
Depreciation and amortization	1,441	(707)	734
Property and capital taxes	–	348	348
	5,005	(631)	4,374
Interest expense	2,301	(2,105)	196
(Income) expense from deferred pension asset	(655)	168	(487)
Income taxes	–	689	689
Net income	(59)	872	813

Basis of Presentation and Pro Forma Assumptions and Adjustments

The pro forma consolidated statement of income for the year ended December 31, 1999 is comprised of the consolidated statement of income for the nine months ended December 31, 1999 for the Corporation and the pro forma consolidated statement of income for the three months ended March 31, 1999. The pro forma consolidated statements of income for the three months ended March 31, 1999 and for the year ended December 31, 1998 have been prepared from the consolidated statements of income of the Acquired Business for the periods then ended. The pro forma consolidated statements of income are not necessarily indicative of the results of operations that would have resulted had the relevant transactions taken place at the respective dates referred to below.

The Corporation is an unregulated commercial enterprise, whereas the Acquired Business was a rate regulated entity. Since accounting policies followed by rate regulated enterprises differ in some respects from those followed by non-rate regulated enterprises, certain of the liabilities and expenses recorded by the Acquired Business would have been recorded differently by the Corporation.

The pro forma consolidated statements of income for the years ended December 31, 1999 and 1998 include the following assumptions and adjustments:

Revenues

During the transition period of the Ontario electricity industry, all consumers will continue to pay their electricity bills on a bundled basis. The Corporation's share of revenue out of this bundled pool in 1999 was planned to be 4 cents/kWh for Ontario sales based on estimated demand for 1999, together with a fixed amount for ancillary services. The impact of this new revenue regime is a reduction of $336 million and $1,007 million for the three months ended March 31, 1999 and for the year ended December 31, 1998, respectively. For the three months ended March 31, 1999, an adjustment of $12 million has been made to reclassify external revenues that were previously recognized as internal revenues and credited to operation, maintenance and administration expenses ("OM&A"). An adjustment has also been made to recognize a revenue pool loss of $3 million for first quarter of 1999. The deregulation of the Ontario energy market, as well as the Province's market mitigation initiatives, are likely to have additional material effects on future revenue which cannot be estimated at this time.

OM&A

OM&A expenses for the three months ended March 31, 1999 have been adjusted by $16 million which includes the reclassification of $12 million of external revenues previously recognized as internal revenues and an adjustment for taxes which were overestimated by $4 million. The 1999 revenue allocation agreement excludes rural rate assistance and transmission and facility charges, whereas the 1998 revenue allocation agreement included these costs in OM&A. Accordingly, $155 million of such costs have been removed from the 1998 pro forma OM&A expenses.

Fuel

As part of the restructuring of Ontario Hydro, the obligation to fund the future costs of nuclear waste disposal and nuclear plant decommissioning was transferred to the Corporation. The Corporation was also required to recognize the full committed liability of $6,317 million and $6,226 million as at March 31, 1999 and December 31, 1998, respectively. As a result, the amount charged to operations for these periods with respect to the future obligation for these liabilities, is less than the amount formerly charged to operations. Accordingly, for the three months ended March 31, 1999 and the year ended December 31, 1998, fuel expense has been adjusted by $35 million and $117 million, respectively, with respect to nuclear waste disposal. Similarly, depreciation and amortization has been adjusted by $30 million and $84 million, respectively, for nuclear decommissioning.

Depreciation and Amortization

The net book value of the fixed assets of the Acquired Business, which amounted to $26,850 million, was adjusted by an amount of $13,978 million reducing the net book value of fixed assets to their fair value of $12,872 million as at March 31, 1999. As a result of the new asset base, depreciation and amortization expense would have been lower by $177 million and $685 million for the three months ended March 31, 1999 and for the year ended December 31, 1998, respectively. Included in depreciation and amortization is an adjustment for the revalorization charge, calculated on the unfunded portion of the accrued fixed asset removal and nuclear waste management provisions, of $14 million and $62 million for the three months ended March 31, 1999 and for the year ended December 31, 1998, respectively. As noted above, $30 million and $84 million of lower charges to operations for nuclear decommissioning were also allocated to depreciation and amortization expense for the three months ended March 31, 1999 and for the year ended December 31, 1998, respectively.

Interest Expense

Interest expense includes interest on debt financing. As a result of the new capitalization of the Corporation and lower interest rates for the Corporation's long term debt, interest expense would have been lower by $484 million and $1,981 million for the three months ended March 31, 1999 and for the year ended December 31, 1998, respectively. The Province will no longer guarantee the Corporation's debt to third parties after April 1, 1999. Accordingly, the Corporation will not incur the provincial debt guarantee fee previously included in interest expense. The elimination of this guarantee fee, which had an impact of $31 million and $124 million for the three months ended March 31, 1999 and the year ended December 31, 1998, respectively, is reflected in the net reduction in interest expense.

Income from Deferred Pension Asset

The Acquired Business's income from deferred pension asset for the year ended December 31, 1998 was allocated on the basis of proportionate payroll. On April 1, 1999, the pension asset was calculated on the basis of the proportion that the actual number of employees and retirees transferred to the Corporation represented of the total number of employees and retirees of Ontario Hydro. Accordingly, for the year ended December 31, 1998, an income statement adjustment of $168 million, reducing the income from deferred pension asset, was made to reflect the actuarial recalculation of the Corporation's deferred pension asset.

Income, Property and Capital Taxes

The Acquired Business was exempt from tax under the *Income Tax Act* (Canada) and the *Corporations Tax Act* (Ontario).

However, pursuant to the *Electricity Act, 1998*, the Corporation is required to pay to OEFC an amount referred to as a "proxy tax". The proxy tax is generally equal to the amount of income and capital taxes the Corporation would be liable to pay under the *Income Tax Act* (Canada) and the *Corporations Tax Act* (Ontario), if it were not exempt. *The Electricity Act, 1998* also provides that the Corporation is required to make additional payments in lieu of property tax each year to OEFC on its electricity generating assets. Accordingly, the pro forma adjustments reflect the recognition of property and capital taxes of $85 million and $348 million for the three months ended March 31, 1999 and for the year ended December 31, 1998, respectively. In addition, proxy taxes in lieu of federal and Ontario income taxes plus the federal large corporations tax, have been recognized in the amount of $96 million and $689 million for the three months ended March 31, 1999 and for the year ended December 31, 1998, respectively.

18. Decontrol, Joint Ventures and Partnerships

Bruce Nuclear Power Development

In September 1999, the Corporation began a process to determine levels of interest in various private equity investment or partnership options, for its nuclear program and announced its intention to invite proposals for its nuclear assets located at the Bruce Nuclear Power Development ("BNPD") site in southwestern Ontario. Among the assets located at the site are the Bruce nuclear generating units 5 to 8 which are currently operational, as well as the Bruce nuclear generating units 1 to 4 which have been in a temporary lay up state since March 1998. Other assets such as training facilities, conventional waste treatment facilities and other infrastructure also are located at the site. In addition, radioactive waste handling and storage facilities for all of the Corporation's nuclear operations are located within the physical boundaries of the BNPD. Discussions with potential partners/purchasers are ongoing. Any negotiations will have to consider the physical assets on the site, the radioactive waste management facilities and the treatment of any nuclear waste liabilities that are inherent with the transaction. These financial statements include all results from operations and balances for all assets and liabilities of the Corporation for the nine months ended and as at December 31, 1999.

Lakeview and Lennox Generating Stations

In response to the request of the Minister of Energy, Science and Technology that the Corporation accelerate the schedule for decontrol, the Corporation is developing plans for decontrol of approximately 4,000 MW of predominantly fossil generation, including the 2,140 MW Lennox station near Kingston and the 1,140 MW Lakeview station in Mississauga.

Joint Ventures and Other Transactions

The Corporation is currently in discussions with major information technology companies to transfer employees, data centre and equipment to a third party company that will provide information technology services to the Corporation and to other energy companies.

Ontario Power Technologies, the technical-innovation and development division of the Corporation, is forming a joint venture with AEA Technology of the United Kingdom, SCIENTECH of the United States, and CANATOM NPM in Canada. Upon closing the transaction, the three new partners would have a 10 percent cumulative stake in Ontario Power Technologies and options on a further 40 percent. The partners bring considerable marketing and technology development capabilities to the venture.

The Board of Ontario Power Generation consists of 11 directors*. Ten directors are independent of management, including the Chairman, Bill Farlinger, who is a non-executive chair. Ron Osborne, President and CEO, is a member of the Board of Directors.

The Board of Directors is responsible for providing the strategic direction and leadership for the company and has established four permanent committees of the Board. The Board meets approximately six times a year. Additional meetings may be held if necessary.

Audit Committee

The Audit Committee is responsible for advising the Board and making recommendations regarding publicly reported financial information; the appropriateness of accounting policies and practices in accordance with Generally Accepted Accounting Principles; the adequacy of the processes for identifying and managing risks; the integrity of internal controls; policies and practices relating to business ethics; the appointment, terms of engagement and fees of the external auditor; and the mandate and program of the internal auditor. In addition, the Audit Committee may exercise, on behalf of the Board, powers delegated to it with respect to financing matters. The Committee meets four times a year. Additional meetings may be held if necessary.
Members: Richard Thomson *(Chair)*, Jalynn Bennett, Daniel Branda, David Kerr, Brian Robbins.

Human Resources and Corporate Governance Committee

The Human Resources and Corporate Governance Committee is responsible for advising the Board and making recommendations regarding the appointment, annual review and remuneration of the President and Chief Executive Officer; succession planning; annual assessment of company performance and incentive payments under the Corporate Performance Achievement Plan; and the annual review and remuneration, conducted by the President and Chief Executive Officer, of senior executives. The Committee is also responsible for the Board's governance of the company, including recommending individuals for appointment to the Board of Directors, the terms of reference and membership for Board committees, and other initiatives as required to ensure the Board delivers exemplary corporate governance. The Committee meets four times a year. Additional meetings may be held if necessary.
Members: Lynton Wilson *(Chair)*, Paul Godfrey, Arthur Sawchuk, Bill Farlinger.

Environment, Health and Safety Committee

The Environment, Health and Safety Committee is responsible for advising the Board and making recommendations regarding the company's policies in the areas of the environment, health and safety; the adequacy of progress in achieving compliance; the adequacy of processes for identifying and managing environmental, health and safety risks and opportunities for continual improvement; activities, trends and developments pertaining to environmental, health, and safety matters that have a significant impact on OPG's operations, assets and reputation; and the adequacy of processes to ensure that the radiological risk to workers, the public and the environment is acceptably low. The Committee meets four times a year. Additional meetings may be held if necessary.
Members: David Kerr *(Chair)*, Jalynn Bennett, Daniel Branda, Brian Robbins.

Nuclear Review Committee

The Nuclear Review Committee is responsible for monitoring the nuclear performance of the company, particularly with respect to safety issues, and advising the Board on policies and strategies that ensure the safe and efficient operation of the nuclear facilities; continual performance improvement as measured against best practices in the international nuclear community; compliance with existing laws and regulations that govern the nuclear facilities, including Atomic Energy Control Board commitments; and the scope of nuclear audit programs and the appointment of external advisors and assessors. The Committee meets four times a year. Additional meetings may be held if necessary. **Members:** Arthur Sawchuk *(Chair)*, Mark De Michele, Paul Godfrey, Brian Robbins.

**as at May 31, 2000*

Ontario Power Generation Board of Directors

AS AT MAY 31, 2000

JALYNN BENNETT
President,
Jalynn H. Bennett
& Associates Ltd.

DANIEL BRANDA
President,
INTRIA-HP

MARK DE MICHELE
Chairman & CEO,
Urban Realty Partners

BILL FARLINGER
Chairman,
Board of Directors
Ontario Power Generation

PAUL GODFREY
President & CEO,
Sun Media Corporation

DAVID KERR
President & CEO,
Noranda Inc.

RON OSBORNE
President & CEO,
Ontario Power Generation

BRIAN ROBBINS
President & CEO,
EXCO Technologies Ltd.

ARTHUR SAWCHUK
Chairman,
The Manufacturers
Life Insurance Ltd.

RICHARD MURRAY THOMSON
Retired Chairman & CEO,
Toronto Dominion Bank

LYNTON WILSON
Retired Chairman,
BCE Inc.

Ontario Power Generation
Corporate Senior Management

AS AT MAY 31, 2000

BILL FARLINGER
Chairman

RON OSBORNE
President &
Chief Executive Officer

WAYNE BINGHAM
Executive Vice President &
Chief Financial Officer

RICHARD DICERNI
Executive Vice President &
Corporate Secretary

DAVID DRINKWATER
Executive Vice President,
Law & Corporate Development

JOHN MATHER
Executive Vice President &
Chief Information Officer

JOHN MURPHY
Executive Vice President,
Corporate Human Resources

GENE PRESTON
Executive Vice President &
Chief Nuclear Officer

PIERRE CHARLEBOIS
Senior Vice-President,
Technical Services &
Chief Nuclear Engineer

G. CARL ANDOGNINI
Special Nuclear Advisor
to President & CEO

BRUCE BOLAND
Senior Vice President,
Commercial Operations

JIM BURPEE
Senior Vice President,
Electricity Production

BARRY NICOL
Senior Vice President,
Special Projects

BRUCE BENNETT
General Auditor

Ontario Power Generation Generating Stations

Hydroelectric (7,255 MW)

1. *Sir Adam Beck No.1*
2. *Sir Adam Beck No.2*
3. *Des Joachims*
4. *R.H. Saunders*
- *65 Smaller hydroelectric stations*

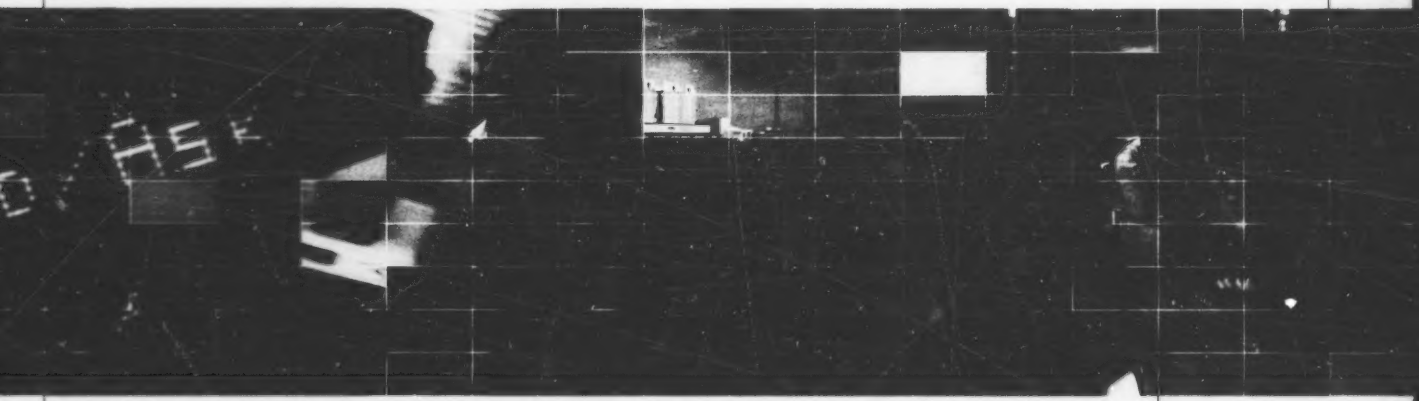
Nuclear (13,864 MW)

5. *Bruce A*
6. *Bruce B*
7. *Pickering A*
8. *Pickering B*
9. *Darlington*

Fossil (9,700 MW)

10. *Lambton*
11. *Nanticoke*
12. *Lakeview*
13. *Lennox*
14. *Thunder Bay*
15. *Atikokan*

construire sur de saines fondations

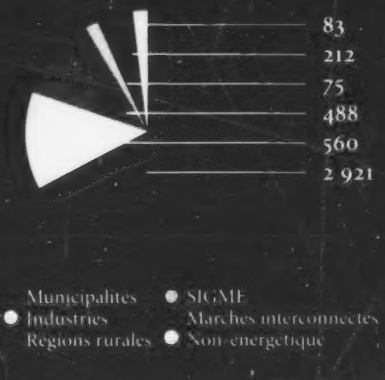


SOCIÉTÉ DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO INC. RAPPORT ANNUEL 1999

ONTARIOPOWER GENERATION

produits par type de client (M $)

(Produits totaux sur 9 mois : 4 339 millions de dollars)



sources d'énergie (TWh)

(Total sur 9 mois : 102 TWh)

en position pour la croissance et le succès

En 1999, la Societe de production d'electricite de l'Ontario a :

- pris en charge ses activités avec succès après la restructuration d'Ontario Hydro
- améliore ses performances en protection de l'environnement – en obtenant notamment la certification ISO 14001 pour les systèmes de gestion de l'environnement de ses principales usines
- tiré parti d'une demande accrue pour générer des profits supérieurs aux prévisions
- répondu avec succès à sept pics de consommation records en été, sans interruption de service
- lancé un important programme de désengagement
- dépassé de 8 % son objectif de production d'énergie nucléaire
- obtenu une facilité de crédit de 600 millions de dollars auprès des banques
- réalisé toutes les activités reliées au passage à l'an 2000
- lancé un important programme de recherche de partenaires pour ses activités dans le domaine informatique
- lancé un programme de gestion de l'approvisionnement à l'échelle de l'entreprise en vue de dégager d'importantes économies de coûts

sommaire financier – neuf mois

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars à moins d'indication contraire)	1er AVRIL AU 31 DÉCEMBRE 1999
Électricité vendue *(TWh*)*	102,0
Produits	4 339
Bénéfice d'exploitation	750
Bénéfice net	326
Bénéfice par action *($/action)*	1,27
Dépenses en immobilisations	450
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	549
En fin d'exercice :	
Actif total	15 610
Dette à long terme	3 422
Capitaux propres	5 417

principaux résultats trimestriels

NEUF MOIS TERMINÉS LE 31 DÉCEMBRE 1999

(en millions de dollars à moins d'indication contraire)	T2	T3	T4	TOTAL
Électricité vendue *(TWh)*	32,6	35,5	33,9	102,0
Produits	1 375	1 582	1 382	4 339
Bénéfice d'exploitation	240	384	126	750
Bénéfice net	105	186	35	326
Bénéfice par action *($/action)*	0,41	0,72	0,14	1,27

* Un kilowattheure (kWh) correspond à l'énergie consommée par 10 ampoules de 100 watts allumées pendant une heure. Un mégawattheure (MWh) est égal à 1 000 kWh et un térawattheure (TWh) est égal à 1 milliard de kWh.

Réalisations financières pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999

Vente de 102 térawattheures (TWh) d'électricité

Produits de 4 339 M $

Bénéfice net de 326 M $

Bénéfice par action de 1,27 $

Flux de trésorerie liés à l'exploitation de 549 M $

Rendement des capitaux propres de 8,5 %*

*en chiffres annualisés

profil de l'entreprise

La Société de production d'électricité de l'Ontario (SPEO) est l'un des plus grands producteurs d'électricité en Amérique du Nord. Au 31 décembre 1999, elle possédait 5 centrales nucléaires, 6 centrales thermiques et 69 centrales hydroélectriques. Sa capacité de production s'élevait approximativement à 30 900 mégawatts (MW), soit 13 900 MW d'énergie nucléaire (dont 5 100 MW ont été temporairement retranchés), 9 700 MW d'énergie thermique et 7 300 MW d'énergie hydroélectrique.

La Société se spécialise dans la production et la vente d'électricité destinée au marché de gros de l'Ontario, l'excédent de production étant distribué sur les marchés interconnectés du Québec, du Manitoba ainsi que du nord-est et du centre-ouest des États-Unis. À la fin de 1999, sa clientèle ontarienne se composait de 237 municipalités, de 101 grandes entreprises industrielles et de Hydro One (ancienne Société des services d'électricité de l'Ontario). Les sociétés de services publics municipaux desservent à leur tour plus de trois millions de consommateurs, et Hydro One, environ 930 000.

Construire sur de saines fondations :

table des matieres

Message du président du conseil et du président 2
Construire sur de saines fondations 5
Compte rendu de l'exploitation 14
Section financiere 21
Gouvernement d'entreprise 59
Conseil d'administration 60
Haute direction 61
Centrales 62

Nos résultats financiers et nos performances pendant cette première année ne font que mettre en évidence notre aptitude à faire face à la concurrence et à réussir sur un marché ouvert.

A GAUCHE BILL FARLINGER, PRESIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

A DROITE RON OSBORNE, PRESIDENT ET CHEF DE LA DIRECTION

Jeter les bases de la croissance

Une gestion innovatrice de notre parc de production, de bonnes capacités de vente et de marketing et des performances exceptionnelles en gestion de l'environnement assureront notre compétitivité sur le marché.

L'année 1999 a été une année charnière pour la Société de production d'électricité de l'Ontario (SPEO). Celle-ci est entrée en activité à titre de société commerciale de production d'électricité en avril 1999, en tant que l'une des entreprises ayant succédé à Ontario Hydro après la restructuration.

Les marchés de gros et de détail de l'électricité en Ontario sont appelés à s'ouvrir à la concurrence dans un avenir très proche. Dans cette optique, la SPEO ajoute à de solides fondations de nouvelles initiatives et méthodes qui lui permettront d'assurer son succès et sa croissance à long terme.

Nous bénéficions de centrales concurrentielles et de haute qualité à faible coût. Nos résultats sur le plan environnemental sont très honorables, et nous visons, à ce chapitre, une position prédominante en Amérique du Nord. Nous nous concentrons sur l'amélioration de nos activités fondamentales et travaillons à l'implantation d'une culture axée sur les résultats et résolument orientée sur le client afin de relever les défis et d'exploiter toutes les possibilités d'un marché de l'électricité ouvert à la concurrence.

Pour promouvoir cette concurrence, le gouvernement de l'Ontario a exigé que la SPEO réduise progressivement, sur un délai de 10 ans, son contrôle sur les capacités de production de la province. Nous avons, par conséquent, lancé un processus de «désengagement» ou de transfert du contrôle d'une part de nos actifs à d'autres entités, et avons commencé par la centrale nucléaire Bruce. Nous avons de plus annoncé notre intention de nous désengager des centrales thermiques Lennox et Lakeview.

Nous tissons par ailleurs nos liens avec les milieux du placement afin d'accéder aux marchés financiers. Notre équipe de direction possède une vaste expérience de la gestion en période de changement profond.

Bref, nous réunissons les outils et compétences qui assureront notre succès à long terme.

Des bénéfices supérieurs aux attentes

Nos résultats financiers pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999 ont été plus que satisfaisants puisqu'ils ont dépassé nos prévisions :

- Nos produits totaux ont dépassé 4,3 milliards de dollars.
- Notre bénéfice d'exploitation et notre bénéfice net se sont établis à 750 millions et à 326 millions de dollars respectivement.
- Les dépenses en immobilisations visant à assurer la fiabilité de notre production et la protection de l'environnement se sont chiffrées à 450 millions de dollars.
- Les flux de trésorerie provenant de l'exploitation ont atteint 549 millions de dollars.
- Le volume total de vente d'électricité s'est élevé à 102 térawattheures (TWh).
- Nous avons dégagé un rendement des capitaux propres de 8,5 % en chiffres annualisés; il s'agit d'un début prometteur dans notre progression vers un rendement de 14 %.

Principales initiatives stratégiques – Les fondements de notre succès à long terme

PRODUCTION : En Ontario, les pics de consommation d'électricité surviennent généralement en hiver. En 1999, pour la deuxième année d'affilée, le pic de consommation d'été a été supérieur à celui de l'hiver. La SPEO est désormais en mesure de répondre à ces deux crues de la demande. Elle a, pour cela, fait fonctionner ses centrales au plus haut niveau de capacité compatible avec le maintien de la sécurité et la protection de l'environnement.

L'année dernière, nos centrales nucléaires ont généré 4,7 térawattheures d'électricité de plus que le volume prévu, assez pour répondre à la demande globale d'électricité de l'Ontario pendant plus d'une semaine.

Notre objectif est de transformer nos centrales nucléaires de façon qu'elles comptent parmi les plus performantes du monde d'ici trois ans. C'est pourquoi nous avons mis en place des programmes exhaustifs de formation et de remise à neuf et travaillons étroitement avec les organismes de réglementation pour répondre aux normes les plus élevées de sécurité ou les dépasser.

Nous poursuivons également les travaux en vue de la remise en service de notre centrale nucléaire Pickering A. Celle-ci ajoutera 2 000 mégawatts d'énergie à faible coût et faible émission à notre portefeuille et contribuera sensiblement à notre rentabilité.

L'amélioration de la performance de nos centrales thermiques a permis une meilleure efficacité et un accroissement de la rentabilité. Au cours des 20 dernières années, nous avons réduit les émissions de gaz causant les pluies acides et le smog, et comptons poursuivre dans cette voie.

Quant à nos centrales hydroélectriques, elles font l'objet d'un important programme de modernisation à long terme.

TRANSITION VERS UNE ENTREPRISE DE MARCHÉ AXÉE SUR LA PERFORMANCE : Nous contrôlons nos coûts, accroissons les marges de sécurité dans nos centrales, tirons parti des nouvelles possibilités de croissance et servons nos clients de façon plus efficace avec des produits et services innovateurs. Nous améliorons par ailleurs nos compétences en négociation, marketing et vente.

La SPEO met en place des programmes incitatifs destinés à récompenser la performance et l'excellence au travail. Avec les syndicats, nous avons établi de nouvelles relations fondées sur le respect mutuel et la confiance. Nous avons également lancé un important projet de partenariat pour nos activités informatiques et fondé des alliances pour notre recherche-développement.

En juin 2000, la SPEO a reçu une notation de solvabilité élevée de la part des deux grandes agences de notation canadiennes.

SANTÉ ET SÉCURITÉ : La SPEO s'est engagée à assurer la sécurité dans toutes ses installations et à promouvoir la santé et la sécurité au travail. Nous n'avons malheureusement pas pu atteindre un certain nombre de nos objectifs à cet égard en 1999. Toutefois, nous traitons systématiquement chacune de ces questions en collaboration avec les syndicats et avons enregistré des progrès sensibles dans les cinq premiers mois de l'année 2000.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT : Nous visons une position prédominante dans ce domaine.

Près de 75 % de notre production provient de sources nucléaires ou hydroélectriques qui ne génèrent pratiquement pas de gaz acides ou à effet de serre. Nous sommes également l'un des premiers producteurs d'électricité nord-américains à avoir obtenu la certification ISO 14001, référence internationale en matière de gestion de l'environnement, pour toutes ses grandes installations. L'environnement est au centre de tous nos plans et initiatives d'entreprise. Nous avons mis au point des programmes d'identification rapide et de gestion de tous les risques environnementaux.

DÉSENGAGEMENT DE CERTAINS ACTIFS : Notre permis de produire, délivré par la Commission de l'énergie de l'Ontario, exige de nous que nous réduisions à 35 % maximum, d'ici 2010, notre contrôle sur les capacités de production de la province.

Nous avons déjà annoncé notre désengagement de l'une de nos principales centrales nucléaires et notre intention de céder 4 000 MW de plus, dont deux grandes centrales thermiques qui ont actuellement un rôle dans l'établissement des prix. La cession de ces centrales à des tierces parties facilitera le choix du consommateur et la concurrence et nous permettra de progresser vers l'objectif fixé.

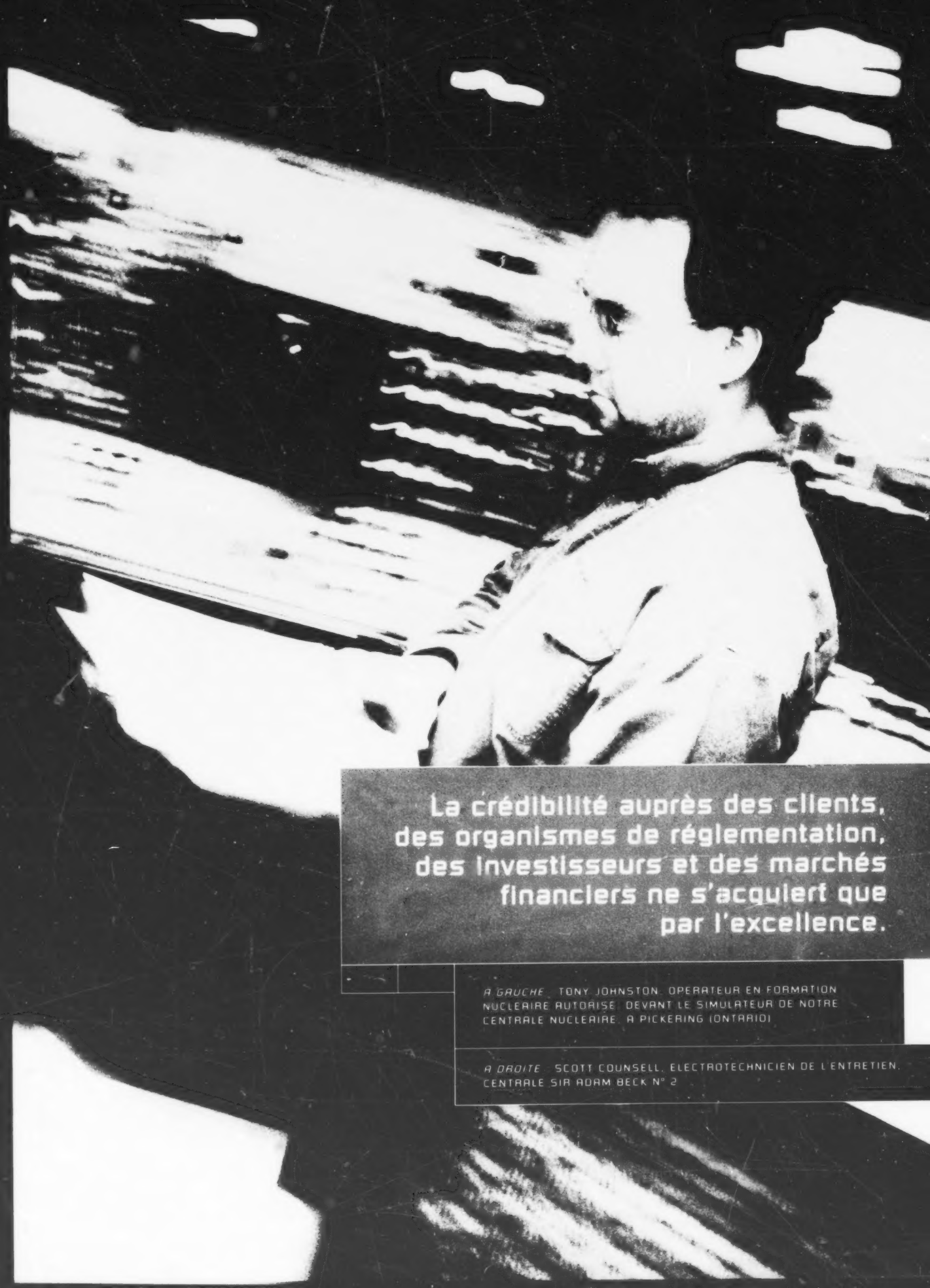
L'AVENIR : Notre objectif consiste à établir une entreprise qui saura être concurrentielle et offrir une valeur maximum à son actionnaire, la Province de l'Ontario. Le gouvernement provincial explore actuellement plusieurs options relativement à sa participation dans la SPEO, et nous nous efforcerons de lui proposer la plus large gamme de choix possible.

La SPEO passe d'une position d'entreprise de service public traditionnelle jouissant d'un marché fermé à celle de grande société nord-américaine de production d'électricité évoluant dans un marché concurrentiel. Nous nous appuierons sur nos forces établies pour offrir à nos clients des solutions à faible coût. Nous nous acquitterons de cette tâche de façon à assurer la sécurité et à préserver l'environnement, tout en accroissant la valeur de l'avoir de notre actionnaire et en répondant aux besoins des personnes, des collectivités et d'une province en croissance.

Bill Farlinger, *président du conseil d'administration*
Ron Osborne, *président et chef de la direction*

construire sur de saines fondations

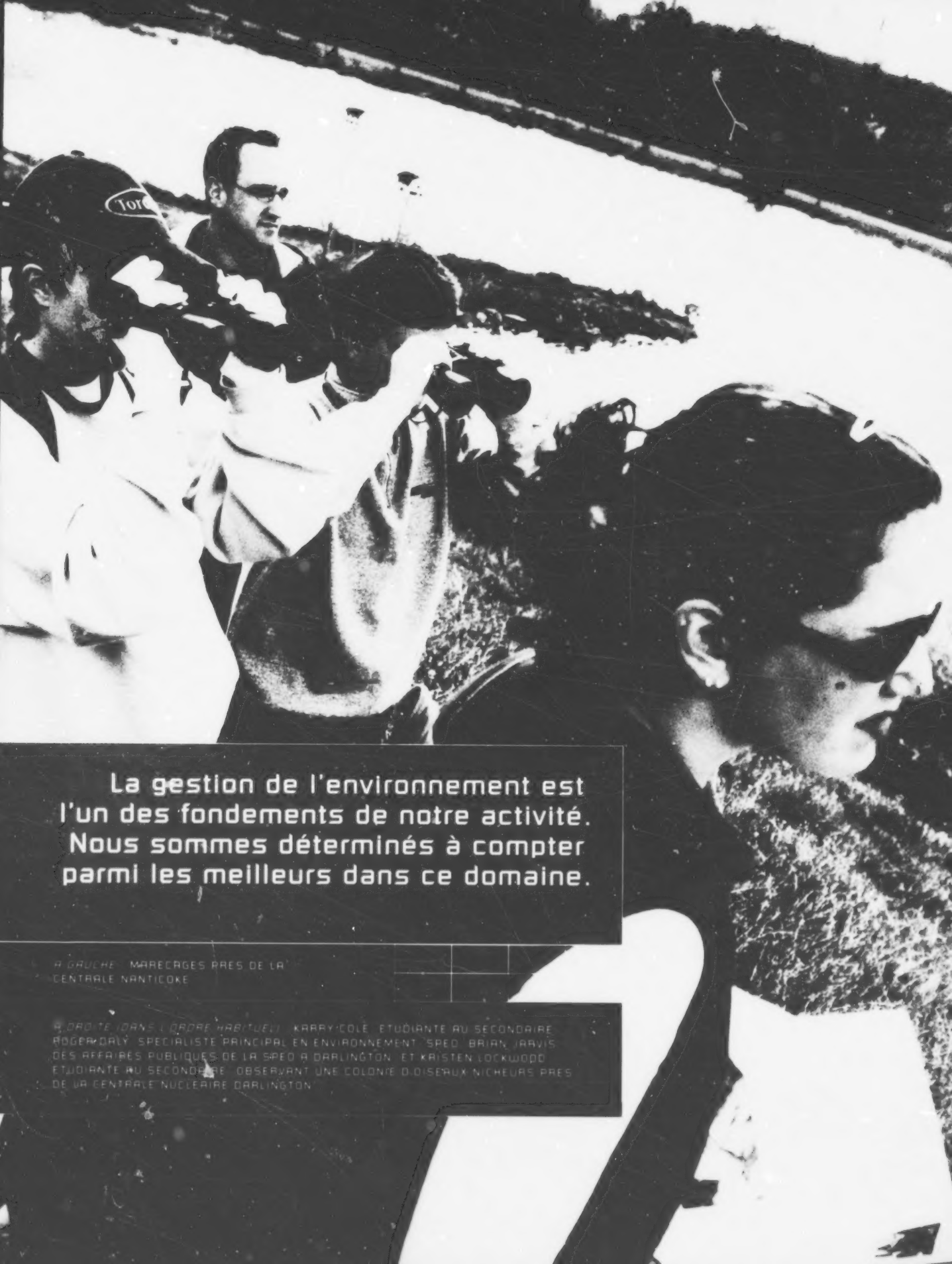
Nous avons mis en place les éléments fondamentaux qui feront de nous une société à vocation commerciale, plus axée sur sa clientèle. Nous profiterons ainsi des importantes possibilités de croissance qui émergeront sur le marché nord-américain de l'énergie.



La crédibilité auprès des clients, des organismes de réglementation, des investisseurs et des marchés financiers ne s'acquiert que par l'excellence.

A GAUCHE TONY JOHNSTON, OPÉRATEUR EN FORMATION NUCLÉAIRE AUTORISÉ, DEVANT LE SIMULATEUR DE NOTRE CENTRALE NUCLÉAIRE, À PICKERING (ONTARIO)

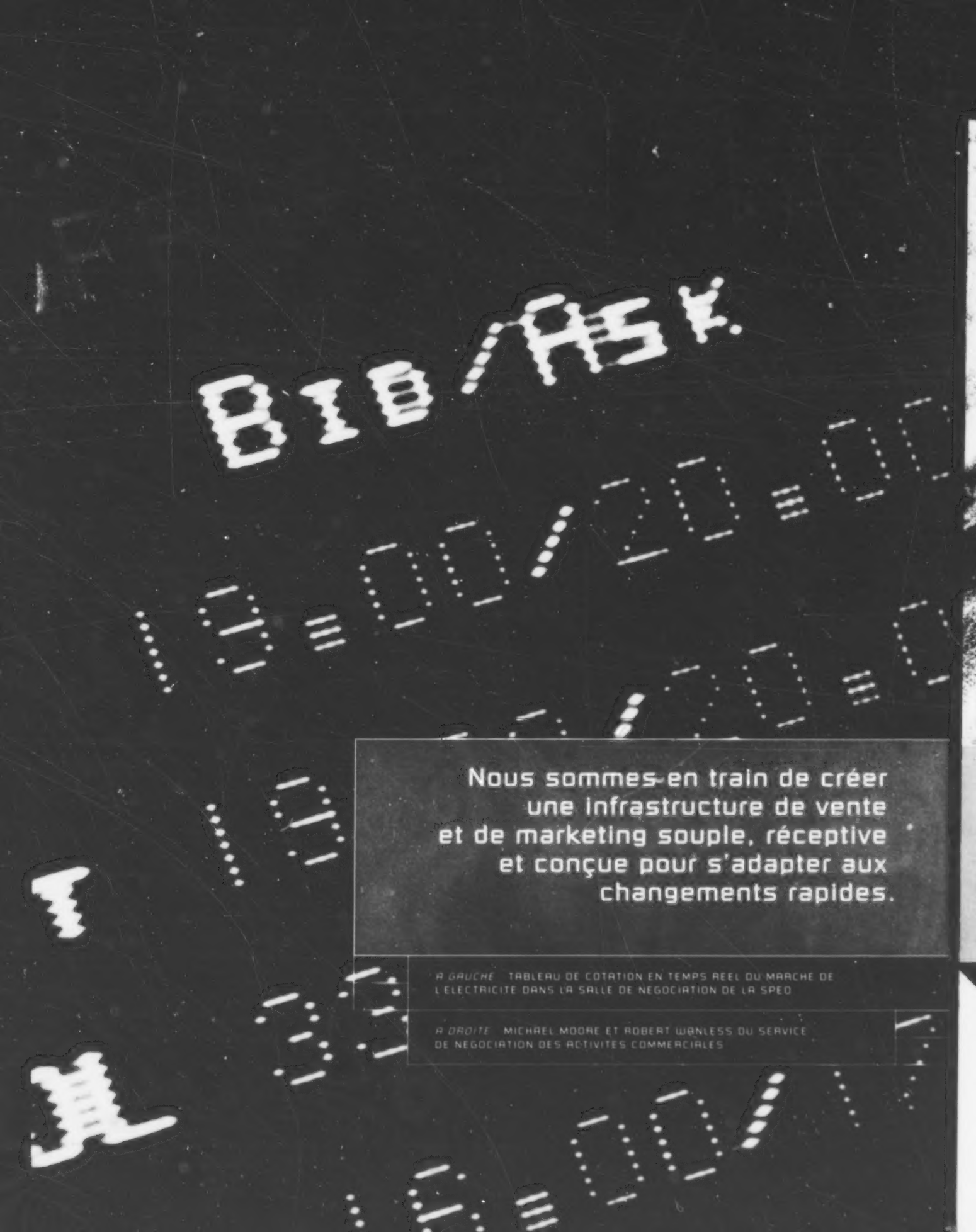
A DROITE SCOTT COUNSELL, ÉLECTROTECHNICIEN DE L'ENTRETIEN, CENTRALE SIR ADAM BECK N° 2



La gestion de l'environnement est l'un des fondements de notre activité. Nous sommes déterminés à compter parmi les meilleurs dans ce domaine.

A GAUCHE MARECAGES PRES DE LA CENTRALE NANTICOKE

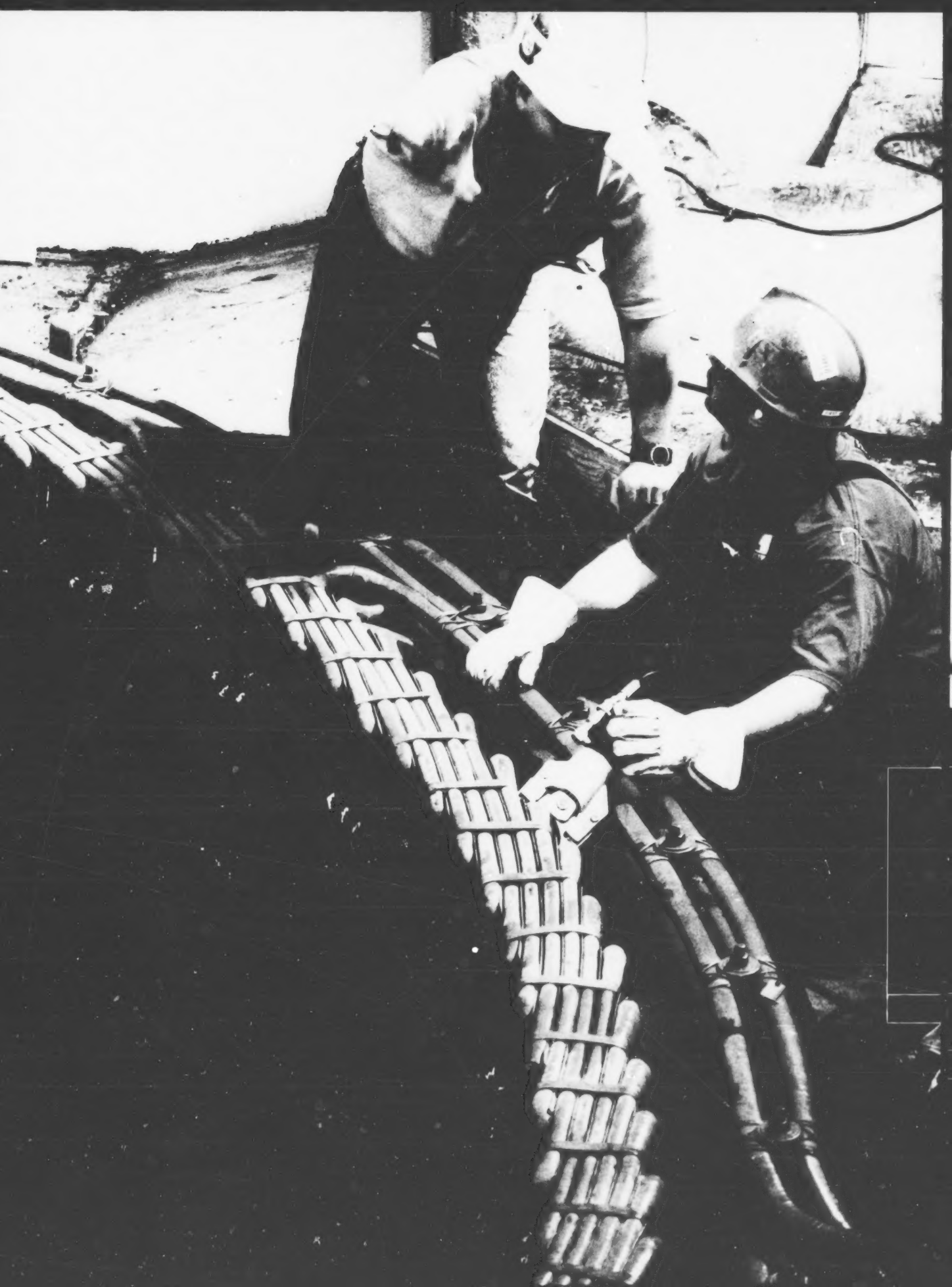
A DROITE (DANS L'ORDRE HABITUEL) KARRY-COLE ETUDIANTE AU SECONDAIRE ROGER-DALY SPECIALISTE PRINCIPAL EN ENVIRONNEMENT SPEO BRIAN JARVIS DES AFFAIRES PUBLIQUES DE LA SPEO A DARLINGTON ET KRISTEN LOCKWOOD ETUDIANTE AU SECONDAIRE OBSERVANT UNE COLONIE D'OISEAUX NICHEURS PRES DE LA CENTRALE NUCLEAIRE DARLINGTON

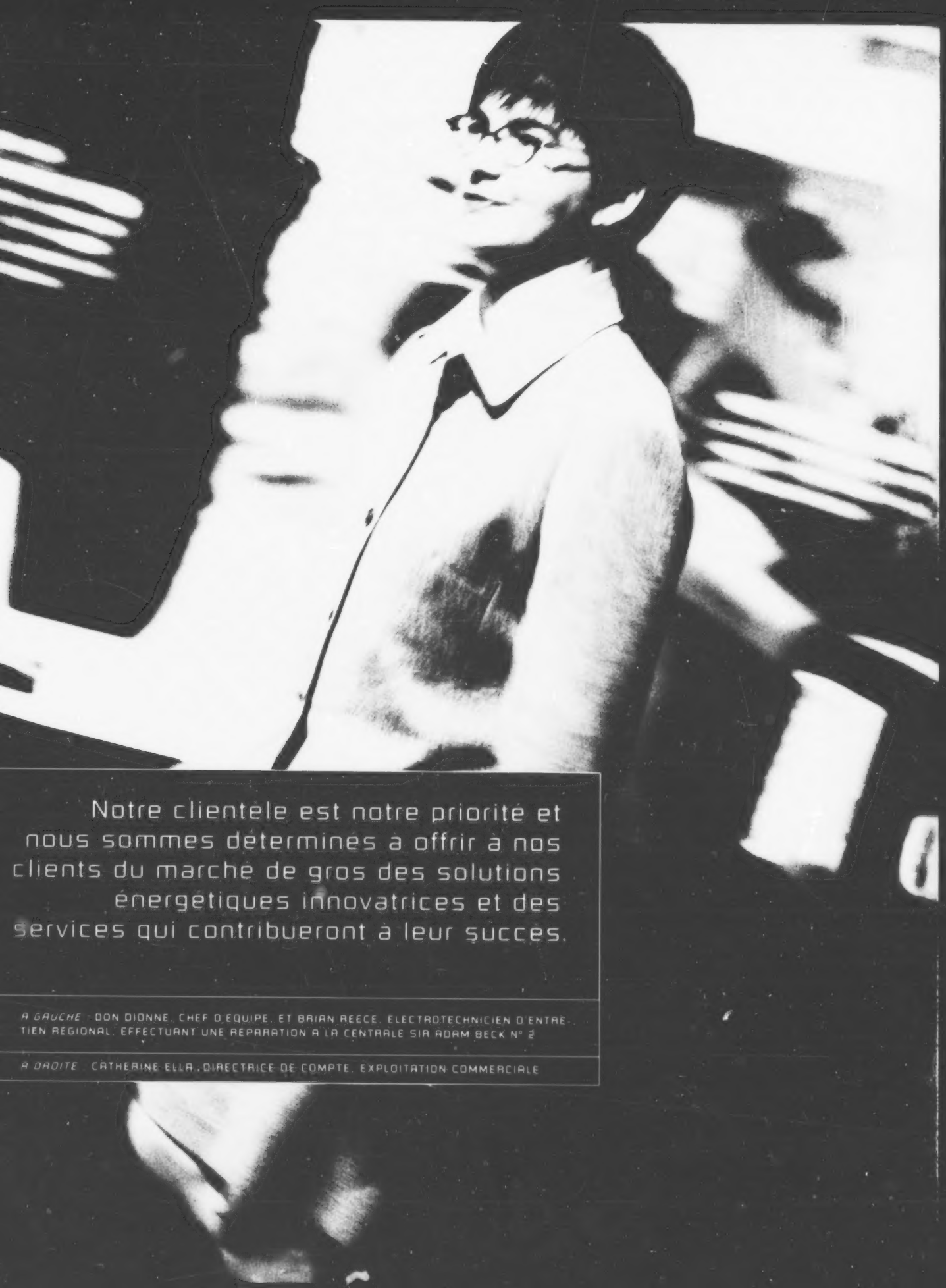


Nous sommes en train de créer une infrastructure de vente et de marketing souple, réceptive et conçue pour s'adapter aux changements rapides.

A GAUCHE TABLEAU DE COTATION EN TEMPS REEL DU MARCHE DE L'ELECTRICITE DANS LA SALLE DE NEGOCIATION DE LA SPEO

A DROITE MICHAEL MOORE ET ROBERT WANLESS DU SERVICE DE NEGOCIATION DES ACTIVITES COMMERCIALES





Notre clientèle est notre priorité et nous sommes déterminés à offrir à nos clients du marché de gros des solutions énergétiques innovatrices et des services qui contribueront à leur succès.

À GAUCHE : DON DIONNE, CHEF D'ÉQUIPE, ET BRIAN REECE, ÉLECTROTECHNICIEN D'ENTRETIEN RÉGIONAL, EFFECTUANT UNE RÉPARATION À LA CENTRALE SIR ADAM BECK N° 2

À DROITE : CATHERINE ELLA, DIRECTRICE DE COMPTE, EXPLOITATION COMMERCIALE

Des fondations solides pour une croissance durable

D'excellents résultats financiers, une amélioration continuelle de la production, la poursuite de l'excellence en matière d'environnement et une stratégie de croissance bien ciblée forment le cadre de notre réussite future.

La restructuration de l'industrie électrique de l'Ontario a commencé en 1996, avec la publication du rapport du Comité Macdonald sur la concurrence au sein de cette industrie. En 1997, le gouvernement provincial exposait son projet de réforme dans un Livre blanc qui a amené l'adoption de la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* et de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Ces lois ont défini le cadre dans lequel évoluerait l'industrie restructurée :

- en permettant la concurrence aux niveaux du gros et du détail dans la vente d'énergie; et
- en remplaçant Ontario Hydro, société monopolistique de services publics d'électricité intégrée verticalement, par une société de production non réglementée, une entreprise réglementée de transport et de distribution, la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGME) et deux entreprises spécialisées plus petites.

En avril 1999, cinq entités ont donc succédé à Ontario Hydro.

La Société de production d'électricité de l'Ontario (SPEO) a pris en charge les activités de production d'Ontario Hydro. Hydro One Inc. (anciennement la Société des services d'électricité de l'Ontario) s'est vu confier les activités de transport, de distribution et de service. Les trois autres entités, à but non lucratif, sont l'Office de la sécurité des installations électriques, organe d'inspection de la sécurité de l'industrie; la SIGME, qui est chargée de l'exploitation et de l'administration du nouveau marché, et qui assure la fiabilité des systèmes de transport et de distribution, et l'accès à ces systèmes; et enfin la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, qui est responsable de la gestion et du remboursement de la dette et des autres obligations d'Ontario Hydro.

Un nouveau mandat, une nouvelle vision

La SPEO s'est donné un nouveau mandat et une nouvelle vision. Le rôle d'Ontario Hydro était de fournir de l'électricité sans tenir compte des considérations économiques. Le mandat de la SPEO est identique à celui de n'importe quelle société du secteur privé : être concurrentielle et prendre des décisions judicieuses pour valoriser l'investissement des actionnaires.

Du monopole à la libre concurrence

1996

Mai 1996
Rapport du Comité Macdonald, groupe consultatif mandaté par le ministre de l'Environnement et de l'Énergie. Intitulé «Un cadre pour la concurrence», ce rapport recommande l'établissement d'un marché concurrentiel de l'électricité en Ontario.

1997

Novembre 1997
Livre blanc du gouvernement provincial : «La voie du changement – Pour un marché concurrentiel de l'électricité et des emplois en Ontario».

1998

Janvier 1998
Établissement du Comité sur la conception du marché.

Printemps 1998
Présentation, par le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie, de la *Loi sur la concurrence dans le secteur de l'énergie.*

Novembre 1998
Adoption, par l'Assemblée législative de l'Ontario, de la *Loi sur la concurrence dans le secteur de l'énergie.*

Décembre 1998
Constitution de la SPEO en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions de l'Ontario.*

La SPEO aspire à être une société d'énergie nord-américaine de premier ordre dont les activités consistent essentiellement à produire à faible coût et à vendre en gros de l'énergie. La Société concentrera d'abord ses efforts sur le marché de l'Ontario et les marchés interconnectés. Elle prévoit aussi s'étendre sur des marchés régionaux choisis, notamment le nord-est et le centre-ouest des États-Unis, et étudier d'autres possibilités d'expansion.

Les éléments de notre croissance future : nos quatre stratégies fondamentales

Pour réaliser sa vision, la SPEO doit :

- ***Optimiser ses avoirs*** en limitant sa présence sur le marché de l'Ontario, conformément à son mandat de désengagement, par le choix d'actifs de production diversifiés et stratégiques.
- ***Gérer la production et les activités dans une perspective concurrentielle*** en renforçant sa position de producteur à faible coût, et en gérant activement et en optimisant la performance, la sécurité et la compétitivité de ses actifs de production.
- ***Élargir et différencier ses capacités de marketing, de vente et de négociation*** en se dotant d'une structure spécialisée de marketing et de vente pour optimiser ses relations avec la clientèle et tirer parti du potentiel de tout un éventail de produits et de services innovateurs.
- ***Améliorer sa performance environnementale*** en conciliant ses responsabilités financières et son leadership dans le domaine de l'environnement, tout en répondant aux attentes des collectivités dans lesquelles elle exerce ses activités.

1. Optimisation des avoirs

La SPEO a amorcé, en avril 1999, un processus d'optimisation de ses avoirs de production. Ce processus, qui fait partie de notre première stratégie, découle des efforts du gouvernement de l'Ontario pour rendre le marché de l'électricité plus concurrenciel. Dans ce but, la Province a demandé à la SPEO de ramener son contrôle à au plus 35 % de la capacité de production totale de l'Ontario dans les 10 ans de l'ouverture du marché. Cette réduction se fera en deux phases : renonciation au contrôle d'une capacité de production thermique de 4 000 mégawatts (MW) dans les 42 mois de l'ouverture du marché, avec possibilité de substituer jusqu'à 1 000 MW de capacité de production hydroélectrique; et renonciation au contrôle du reste de la capacité de production d'ici la fin de 2010.

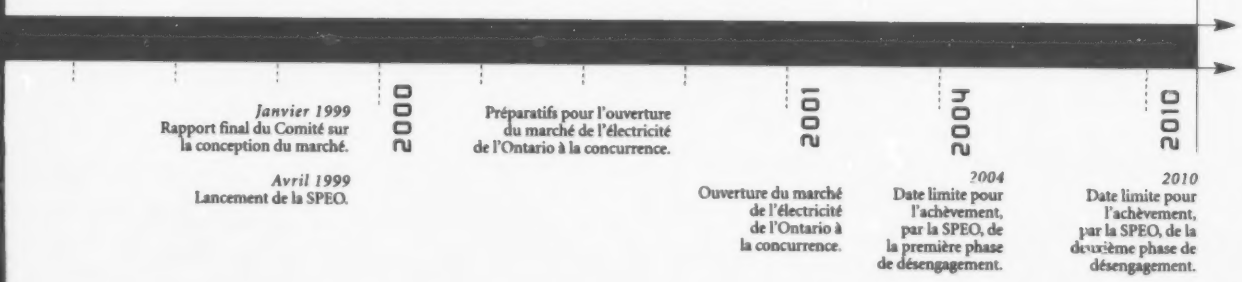
Dans le cadre de ce mandat, nous avons entrepris, en 1999, de trouver des partenaires potentiels pour notre centrale nucléaire Bruce. Même si la première phase de désengagement ne nous obligeait pas à nous départir de nos centrales nucléaires, nous avons commencé par Bruce puisque nous devrons un jour ou l'autre renoncer à une partie de notre capacité de production nucléaire pour conserver un ensemble souple de centrales nucléaires, hydroélectriques et thermiques, et aussi parce que le processus prend du temps. Au début de l'an 2000, nous avons également annoncé notre intention de renoncer au contrôle de deux centrales thermiques, Lakeview et Lennox.

Notre objectif est d'achever la première phase de désengagement bien avant la date prévue.

2. Gestion de la production et des activités dans une perspective concurrentielle

Nouvelle société se préparant à affronter un marché con-

'établissement d'un marché concurrentiel de l'électricité en Ontario devient rapidement une réalité, vec l'adoption de lois en ce sens en 1998 et l'ouverture prévue de ce marché dans les mois qui lennent. La SPEO envisage l'avenir avec enthousiasme, dans ce nouveau cadre concurrentiel.



currentiel, la SPEO doit constamment rechercher l'excellence. Renforcer nos capacités dans ce sens constitue notre deuxième grande stratégie et un facteur essentiel de notre crédibilité auprès des clients, des organismes de réglementation, des investisseurs et des marchés financiers.

La SPEO entend renforcer l'avantage concurrentiel que représente sa production à faible coût par un contrôle rigoureux des coûts; une envergure suffisante qui minimise les coûts unitaires tout en assurant la sécurité et la fiabilité des centrales; et une exploitation souple qui permet d'adapter la capacité de production à la demande normale, intermédiaire et de pointe.

Activités de production

Les marchés récompensent les entreprises dont les installations se distinguent par une disponibilité, une efficience et une sécurité de premier ordre.

Nos installations diversifiées de production ont des coûts marginaux se situant parmi les plus bas sur notre marché, qui inclut l'Ontario ainsi que le nord-est et le centre-ouest des États-Unis. Elles figurent aussi parmi les plus propres et les plus souples de toute l'Amérique du Nord. Nous n'en cherchons pas moins à améliorer continuellement notre performance, à réduire nos coûts et à limiter les répercussions de nos activités sur les intéressés.

Production nucléaire

Les centrales nucléaires de la SPEO, pivot de notre production, représentent environ 45 % de la capacité de la Société. Pour les douze mois de 1999, elles ont généré 61,4 térawattheures (TWh) d'électricité, dépassant l'objectif de plus de 4 TWh. Les coûts de production sont modiques : d'après les chiffres de 1998, notre centrale Darlington a enregistré les coûts unitaires les plus faibles de toutes les centrales nucléaires nord-américaines.

La SPEO possède et exploite 20 tranches de production nucléaire, dont 8 sont en arrêt temporaire : 4 à Bruce A et 4 à Pickering A. Nous sommes en train d'améliorer la sécurité, la productivité et la rentabilité de toutes nos installations dans le cadre d'un programme de 1,7 milliard de dollars, le plus vaste du genre au monde. Notre but est d'enregistrer l'une des meilleures performances mondiales d'ici 2003.

Nos progrès ont été réguliers, mais nous avons encore beaucoup à faire. Notre indicateur de performance nucléaire, fondé sur des critères établis par l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires, atteignait 81,0 à la fin de 1999. Supérieur de 4,1 points à l'objectif, ce chiffre représente une amélioration de 19 % pour l'année et de 40 % depuis le lancement du programme en 1997. La performance impressionnante des centrales nucléaires américaines se traduit toutefois par un écart encore important entre nos résultats et la moyenne mobile de l'industrie. Nous sommes bien décidés à combler cet écart et à atteindre notre objectif.

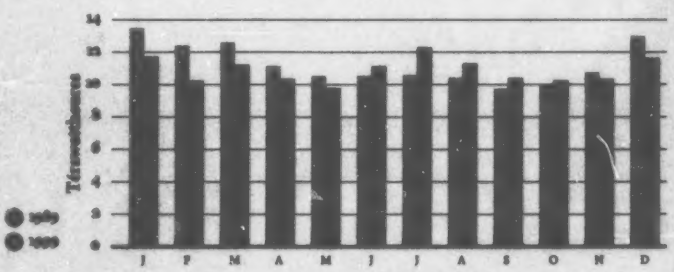
Nous sommes tout aussi résolus à améliorer continuellement la sécurité de nos centrales et, pour cela, travaillons en étroite collaboration avec la Commission de contrôle de l'énergie atomique.

La remise en service planifiée de notre centrale nucléaire Pickering A, qui fournira 2 000 MW d'énergie propre, à faible coût, augmentera considérablement notre capacité de production. Sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation et de protection de l'environnement,

CONTEXTE

Demande d'électricité en Ontario

La demande d'électricité a évolué, en Ontario, pendant les 10 dernières années : elle enregistre maintenant des pointes non seulement en hiver, mais aussi en été.



Consommation mensuelle d'électricité en Ontario

et de la réalisation d'objectifs de rendement spécifiques, nous prévoyons procéder à cette remise en service, qui générera des produits importants pour la SPEO, au cours des trois prochaines années.

Production thermique

Nos six centrales thermiques ont affiché un rendement supérieur aux prévisions en 1999. Cinq utilisent du charbon et une pourra bientôt brûler aussi bien du gaz naturel que du pétrole. Ces centrales ont généré 36,1 TWh d'électricité en 1999 et représentent environ 31 % de la capacité de production de la SPEO.

La production thermique offre un grand avantage concurrentiel : celui de pouvoir répondre rapidement à l'évolution du marché et aux besoins des clients, notamment pendant les pointes saisonnières de la demande. À sept reprises pendant l'été 1999, la demande d'électricité en Ontario a atteint un niveau record. Nos centrales y ont répondu sans interruption du service et ont même permis à la SPEO de réaliser des ventes sur les marchés interconnectés, également aux prises avec une demande sans précédent associée à des interruptions de service.

Nous avons continué, en 1999, à renforcer notre capacité de production thermique par des mesures visant à améliorer la fiabilité, la performance environnementale et la gestion des interruptions de service. Nous avons aussi entrepris un important projet d'optimisation de l'entretien qui met l'accent sur une approche stratégiquement planifiée.

Production hydroélectrique

Les 69 centrales hydroélectriques de la SPEO ont généré 36,6 TWh d'électricité en 1999. Elles représentent 24 % de la capacité de production et, parmi toutes nos installations, sont celles qui affichent les coûts les plus faibles. Il s'agit aussi de nos installations les plus anciennes, puisque leur moyenne d'âge est de 63 ans. Il n'est pas rare toutefois que des centrales aient plus de 100 ans.

Au cours des huit dernières années, nous avons considérablement allongé l'espérance de vie de nos centrales et accru leur fiabilité dans le cadre d'un grand programme de réhabilitation. Un autre programme de modernisation, en cours, a permis d'accroître la capacité de 175 MW entre 1995 et 1999.

L'année 1999 a été excellente pour nos activités hydroélectriques. Les coûts énergétiques unitaires de production ont été conformes à la cible et toutes les grandes centrales ont obtenu la certification ISO 14001. La production hydroélectrique a atteint 97 % de l'objectif, alors que les niveaux d'eau s'abaissaient à un niveau presque jamais vu. Nous sommes résolus à obtenir ce genre de résultats à l'avenir, tout en continuant à respecter les besoins des utilisateurs des voies navigables de l'Ontario.

Adoption d'une éthique de performance au sein de la SPEO

En plus de rendre nos centrales plus productives, nous prenons en ce moment plusieurs initiatives pour améliorer le rendement et l'efficience à l'échelle de la Société.

En juillet, nous avons lancé un programme d'excellence en approvisionnement visant à réduire les prix d'achat. À la fin de 1999, des mécanismes étaient en place pour cerner des possibilités d'économies annualisées de 40 millions de dollars. Pour l'avenir, nous visons des économies de 100 millions de dollars par an.

Nous formons des alliances avec des partenaires d'envergure mondiale pour mieux gérer nos activités non fondamentales. Actuellement, nous mettons sur pied une société distincte et commercialement viable de services TI pouvant accueillir des partenaires externes. Les syndicats appuient cette initiative, qui nous permettra aussi, de mieux gérer nos coûts et de nous concentrer sur nos activités fondamentales dans une nouvelle ère de concurrence.

Nous avons aussi choisi la voie du partenariat stratégique pour améliorer nos capacités de recherche et développement. Ainsi, Ontario Power Technologies (OPT) prévoit former une coentreprise avec AEA Technologies, CANATOM NPM et SCIENTECH. Ces trois sociétés détiendront dans OPT une participation initiale de 10 %, qui pourra passer à 50 % dans deux ans.

Une autre initiative, annoncée en avril 2000, et menée en collaboration avec Siemens Westinghouse Power Corporation (SWPC), porte sur la construction, la mise en service et l'exploitation d'un système force-chaleur de 250 kilowatts utilisant la technologie des piles à combustible oxyde solide de SWPC. Il s'agira de la plus vaste démonstration précommerciale de cette technologie dans le monde à ce jour.

Transformation de notre culture

Au niveau du personnel, nous nous dotons d'une culture qui attache une grande importance à la santé et à la sécurité, encourage l'excellence et permet à chacun de participer à notre réussite financière.

Pour atteindre ces objectifs, nous avons passé avec le syndicat Power Workers' Union et la Society of Energy Professionals un accord historique qui contribuera à la mise en place d'une culture correspondant à notre orientation stratégique et basée sur une compréhension mutuelle et des objectifs communs.

Tout comme les syndicats, nous accordons une importance primordiale à l'amélioration de la santé et de la sécurité de notre personnel. Se fatiguer excessivement, glisser et trébucher, tomber et se cogner sont les causes les plus courantes d'accident. Le nombre de jours de travail perdus est élevé. Pour corriger la situation, la SPEO a constitué un comité consultatif mixte de la santé et de la sécurité qui débattra des solutions et entendra les employés. La Société est aussi en train d'adopter, pour ses procédés d'affaires, un système de gestion de la santé et de la sécurité qui bénéficie d'une reconnaissance internationale. Elle aura par ailleurs recours à l'excellent modèle de gestion de la santé au travail de Santé Canada.

Un dossier impeccable de santé et de sécurité peut avoir une influence positive sur la valeur d'une entreprise, comme bien des sociétés l'ont montré. La SPEO se veut un chef de file dans la mise en place d'un milieu de travail sûr et sain pour ses employés.

Nous avons enfin lancé un important programme de partenariat et de participation aux objectifs pour permettre à notre personnel de contribuer à nos résultats financiers et d'en bénéficier. Nos employés se rendent compte de l'importance, dans un climat concurrentiel, d'une culture axée sur les résultats et la performance, et fondée sur le travail d'équipe et le respect mutuel. La participation aux objectifs donne à tous les employés la possibilité d'intervenir personnellement et directement dans notre réussite. Il s'agit de notre initiative la plus importante, car notre succès futur face à la concurrence et sur le marché dépend non pas de nos programmes, mais de nos employés.

3. Élargissement et différenciation des capacités de marketing, de vente et de négociation

La SPEO attend de pied ferme l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence. Nous avons fait en sorte d'être prêts sur le plan commercial et mis l'accent sur la clientèle. L'élargissement de nos capacités sur ce plan constitue notre troisième stratégie fondamentale et un élément important de notre réussite.

Nous nous dotons d'une solide structure de vente et de marketing pour tirer parti des importantes possibilités que le nouveau marché offrira aux exportateurs et négociants en électricité, ainsi qu'aux fournisseurs de produits et de services. Dans ce sens, nous avons adopté une approche de marketing et de vente à la fois souple et capable de répondre à l'évolution du marché.

Nous portons nos efforts sur quatre secteurs de croissance clés : ventes sur le marché au comptant, ventes bilatérales, produits structurés et produits de couverture et de gestion des risques. Ces secteurs présentent selon nous des possibilités intéressantes et nous étoffons nos ressources humaines et technologiques pour les exploiter.

Nos produits incluront des variations de contrats à terme, swaps et options, ainsi que des produits et services caractérisés par leur efficience environnementale. En 1999, l'un de nos produits – une nouvelle option liée à l'énergie – a connu un tel succès auprès de nos clients admissibles que nous avons dû l'attribuer par voie de loterie.

Ultramoderne, notre nouvelle salle des marchés nous permet de négocier notre électricité sur le marché libre de façon rapide et fiable. Nous mettons actuellement en place les systèmes et les procédés qui permettront des échanges harmonieux avec d'autres entités comme la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité. Nous continuerons aussi à établir des relations avec des clients éventuels des États-Unis pour profiter des grandes possibilités qui s'offriront dans ce pays à l'avenir.

Accent sur la clientèle

Nous aidons également nos clients à se préparer à l'ouverture du marché.

À la fin de 1999, la clientèle de la SPEO comprenait 101 grandes entreprises; 237 services publics d'électricité municipaux desservant eux-mêmes plus de 3 millions de clients en Ontario; et Hydro One, qui comptait 930 000 clients, principalement dans les régions rurales.

À l'échelle de la province, nous avons organisé plus de 20 séances d'information qui ont permis à nos clients de faire part à la haute direction de leurs préoccupations sur le nouveau marché concurrentiel. Ces séances ont été très bien accueillies et font maintenant partie intégrante de nos relations publiques. Des séances semblables seront organisées avec des clients éventuels des États-Unis. Nous avons par ailleurs continué de tenir nos séminaires habituels d'information pour aider nos clients à bien saisir le nouveau marché et à s'y préparer. En 1999, plus de 45 séminaires ont attiré plus de 1 200 clients dans toute la province.

Nous avons été récompensés de nos efforts en

Nous voulons être une société d'énergie de premier ordre, établie en Ontario, qui produit à faible coût et vend en gros de l'énergie à des clients de toute l'Amérique du Nord.

obtenant, pour l'indice de satisfaction de la clientèle, une note supérieure à l'objectif.

Nous avons aussi décidé de modifier nos méthodes d'intéressement en fonction de cette orientation. Par exemple, tous nos directeurs de comptes sont maintenant tenus d'atteindre des objectifs de satisfaction de la clientèle, dans le cadre du premier programme de ce genre au sein de la Société. Nous prévoyons étendre ce programme à d'autres membres du personnel.

4. Performance environnementale et responsabilité sociale

Notre engagement ferme à l'égard de la performance environnementale constitue notre quatrième stratégie.

Nous voulons être un chef de file des sociétés d'énergie nord-américaines en matière d'environnement.

D'origine nucléaire et hydroélectrique à environ 75 %, notre production ne s'accompagne pour ainsi dire pas d'émissions de gaz acides ou de smog, et n'entraîne pas de changement climatique.

Nos centrales nucléaires comptent parmi les sources d'énergie les plus propres. Entre 1971 et 1999, les installations nucléaires de la SPEO ont remplacé les installations de production au charbon, ce qui a mis fin à des émissions de 2,5 millions de tonnes d'oxyde d'azote, 11 millions de tonnes d'anhydride sulfureux et 1,2 milliard de tonnes de gaz carbonique, qui entraîne un réchauffement du globe.

La centrale nucléaire Darlington de la SPEO a été la première en Amérique du Nord à obtenir la certification internationale ISO 14001 pour la gestion de l'environnement. À la fin de 1999, nos principales centrales avaient obtenu cette certification, nous plaçant ainsi à l'avant-garde des sociétés d'électricité nord-américaines sur ce plan. Récemment, la société-conseil internationale Arthur D. Little a passé en revue les pratiques de gestion de la SPEO en matière d'environnement et les a jugées «généralement conformes à celles des chefs de file du secteur et, dans certains cas, supérieures».

Nous gérons nos centrales thermiques de façon proactive pour réduire les émissions dans l'atmosphère. Au cours des 16 dernières années, la SPEO et la société qui l'a précédée ont investi plus d'un milliard de dollars dans le contrôle de la pollution et la conversion à des combustibles plus propres. Aujourd'hui, ces centrales produisent la même quantité d'électricité qu'au début des années 1980, mais leurs émissions de gaz acides ont diminué de 60 %. Les émissions de gaz carbonique, de soufre et d'azote se comparent avantageusement à celles d'autres centrales canadiennes qui utilisent le charbon et à celles de la plupart des centrales américaines de notre marché.

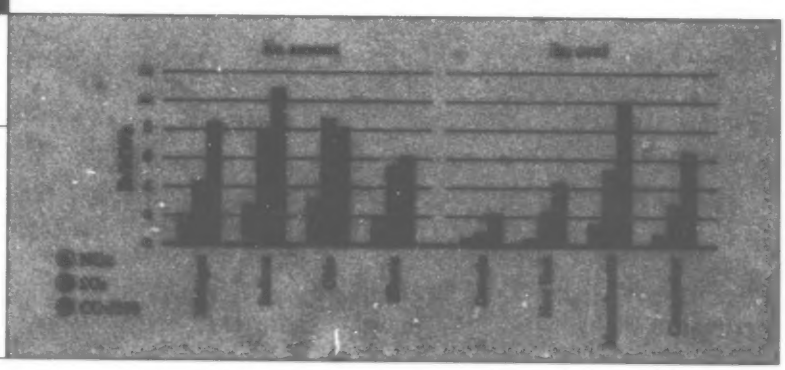
La SPEO est également un chef de file au Canada dans l'échange de crédits de réduction d'émissions. Ce programme nous permet de gérer de façon rentable nos propres émissions et d'aider des sociétés voisines à

CONTEXTE

Émissions totales en 1998

Les émissions d'oxyde d'azote (NOx), d'anhydride sulfureux (SO_2) et de gaz carbonique (CO_2) de la SPEO sont bien inférieures à celles des sociétés d'électricité américaines voisines.

Source : Clean Air Action Corporation, 1999, d'après des données fournies par le Department of Energy et l'Environmental Protection Agency des États-Unis.



réduire les leurs. Il contribue à l'amélioration générale de la qualité de l'air en Ontario et fait bénéficier nos clients de la réduction correspondante des coûts d'exploitation. Plusieurs de nos grands clients ont déjà participé avec nous à ce programme.

Le gouvernement fédéral nous a décerné le premier Prix national d'efficacité énergétique du Canada pour notre programme interne de réduction de la consommation d'énergie. Dans le cadre de ce programme, la SPEO a réduit sa consommation interne de près de 1 900 gigawattheures entre 1994 et 1999, soit l'équivalent de la consommation annuelle d'électricité d'une ville de 140 000 habitants. Le programme a aussi réduit de 6,8 millions de tonnes les émissions de gaz à effet de serre de la Société.

La SPEO est résolue à respecter la réglementation et les ententes environnementales, et même à les dépasser dans la mesure du possible. D'ici la fin de l'an 2000, nous aurons volontairement ramené nos émissions nettes de gaz carbonique aux niveaux de 1990 par des initiatives comme l'échange de crédits de réduction d'émissions, la plantation d'arbres et des programmes internes d'amélioration de l'efficience énergétique. La remise en service de notre centrale nucléaire Pickering A augmentera notre capacité de production sans créer d'émissions de soufre, d'azote ou de gaz carbonique. Ces initiatives aideront le Canada à respecter ses engagements dans le cadre du Protocole de Kyoto.

Responsabilité sociale

Entreprise d'envergure et grand employeur, la SPEO veut contribuer activement à la qualité de vie de la population dans les nombreuses collectivités de l'Ontario où elle est implantée. C'est le but de notre Campagne de bienfaisance, qui se déroule à l'échelle de la Société, et de notre Programme d'engagement social. En 1999, la Campagne de bienfaisance a permis de recueillir environ 2 millions de dollars pour des organismes comme Centraide, la Société canadienne du cancer et autres. Dans le cadre de notre Programme d'engagement social, nous avons par ailleurs versé plus de 1,6 million de dollars à 180 organismes de bienfaisance enregistrés et programmes environnementaux, éducatifs et communautaires à but non lucratif.

5. Perspectives

S'appuyant sur une stratégie de base bien ciblée, les quatre stratégies fondamentales de la SPEO visent à favoriser une croissance durable, à accroître les bénéfices et à attirer des capitaux privés.

À court terme, nous comptons améliorer en permanence la gestion de nos actifs de production et notre connaissance du marché pour soutenir la concurrence avec vigueur et succès, en Ontario.

Notre croissance dépend en partie de la façon dont nous saurons gérer notre système de production pour offrir des services sûrs, adaptés aux besoins de la clientèle et assortis de prix attrayants par l'amélioration continuelle de la performance et de l'efficience de nos actifs. À long terme, nous tirerons parti de nos capacités et de notre expertise pour devenir également un important fournisseur d'énergie aux États-Unis, particulièrement dans le centre-ouest et le nord-est du pays.

Notre croissance repose sur l'existence d'une clientèle bien établie et fidèle et sur l'acquisition de nouveaux clients par nos liens avec trois États américains et deux provinces canadiennes. Au total, ce marché représente plus de 100 millions de clients nouveaux et existants.

Notre réussite exige une infrastructure de vente et de marketing innovatrice, capable de répondre aux besoins des clients. L'expérience, les connaissances et la compétence de nos employés constituent donc l'un de nos plus grands avantages sur la concurrence. Pour entretenir cet avantage, nous sommes en train de créer une culture d'excellence qui pousse tous les employés à donner le meilleur d'eux-mêmes et les récompense en fonction de leur rendement.

Les éléments de notre croissance s'appuient sur un bilan caractérisé par un financement prudent et un ratio cible dette-capital de 40 %. Le volume et la qualité des flux de trésorerie liés à l'exploitation nous permettront par ailleurs de financer nos investissements en immobilisations, de réduire la dette et de verser des dividendes.

Au chapitre de l'environnement, nous continuerons d'avoir recours à de nouvelles technologies, d'investir dans des procédés utilisant des combustibles plus propres et de bien gérer nos actifs. Nous continuerons aussi de faire preuve de leadership en matière d'efficience énergétique. Enfin, nous rechercherons l'excellence dans la santé et la sécurité au travail.

Même si nous voulons devenir une société d'énergie nord-américaine de premier ordre, notre siège social demeurera en Ontario.

Nos initiatives futures dépendront largement de l'évolution du marché de l'électricité. Mais une chose est sûre : nous avons établi des fondations solides pour assurer notre succès futur. Nous transformons notre culture, acceptons avec enthousiasme le changement et nous préparons avec ardeur aux défis et aux possibilités que nous apportera l'avenir dans un contexte concurrentiel.

section financière

Analyse par la direction 22
Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière 33
Rapport des vérificateurs 34
États consolidés des résultats 35
États consolidés des bénéfices non répartis 35
Bilans consolidés 36
États consolidés des flux de trésorerie 38
Notes afférentes aux états financiers consolidés 39

Société de production d'électricité de l'Ontario
Analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation

La présente analyse de la situation financière et des résultats d'exploitation de la Société de production d'électricité de l'Ontario (la «Société») doit être lue conjointement avec les états financiers consolidés et les notes y afférentes. Les résultats présentés ici ont été établis selon les principes comptables généralement reconnus au Canada et sont en dollars canadiens.

La Société

La Société est l'un des plus grands producteurs d'électricité d'Amérique du Nord; elle possède 69 centrales hydroélectriques, 6 centrales thermiques et 5 centrales nucléaires qui constituent un ensemble complémentaire de moyens de production. Au 31 décembre 1999, sa capacité de production s'élevait à 30 900 mégawatts (MW), soit 7 300 MW d'énergie hydroélectrique, 9 700 MW d'énergie thermique et 13 900 MW d'énergie nucléaire, dont 5 100 MW ont été retranchés par suite d'arrêts.

La Société se spécialise dans la production et la vente d'électricité destinée au marché de gros de l'Ontario, l'excédent de production étant distribué sur les marchés interconnectés du Québec, du Manitoba ainsi que du nord-est et du centre-ouest des États-Unis. En 1999, elle a assuré environ 88 % de l'approvisionnement de l'Ontario au moyen de sa propre production et par des acquisitions sur le marché interconnecté.

Constitution, début des activités et acquisitions

La Société a été constituée le 1er décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* de l'Ontario. Par la suite, dans le cadre de la réorganisation d'Ontario Hydro et de la restructuration du secteur de l'industrie électrique de la province, la Société et ses filiales ont acquis et pris en charge certains actifs, passifs employés, droits et obligations reliés aux activités de production d'électricité d'Ontario Hydro (les «Activités acquises») le 1er avril 1999, et ont commencé leurs activités à cette date.

En contrepartie du transfert des Activités acquises, le 1er avril 1999, la Société a émis, au profit de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO), des billets dont le montant en capital total s'élève à 8 526 millions de dollars, y compris un billet de 5 126 millions de dollars (le «billet remboursable en actions»), et a pris en charge une obligation de 30 millions de dollars d'Ontario Hydro au titre d'un contrat de location-acquisition. La SFIEO a ensuite dégagé la Société de ses obligations à l'égard du billet remboursable en actions, la Province de l'Ontario ayant pris en charge ces obligations en contrepartie de l'émission, en son nom, de 256 300 000 actions ordinaires de la Société, entièrement libérées et non susceptibles d'appels subséquents. La SFIEO s'est par ailleurs engagée à ne pas vendre les 3 400 millions de dollars de billets de la Société sans le consentement préalable de celle-ci. La dette à long terme de la Société s'élevait ainsi à 3 430 millions de dollars le 1er avril 1999.

La Société a comptabilisé les Activités acquises à leur juste valeur au 1er avril 1999, comme suit :

(en millions de dollars)	JUSTE VALEUR AU 1er AVRIL 1999
Actif	
Actif à court terme	1 465
Immobilisations	12 872
Autres éléments d'actif	598
	14 935
Passif	
Passif à court terme	1 073
Autres éléments de passif et contrats de location-acquisition	5 336
	6 409
Actif net acquis	8 526

Le prix d'achat de 8 526 millions de dollars se fonde sur la valeur actualisée des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie estimatifs futurs des Activités acquises dans un marché déréglementé. L'opération d'acquisition auprès de la SFIEO a été comptabilisée au montant de l'échange, soit 8 526 millions de dollars, du fait de l'important changement dans les participations découlant de cette opération. Le montant global de l'actif net acquis a été porté au bilan à sa juste valeur estimative.

Dans le cadre de la restructuration du secteur de l'industrie électrique de l'Ontario, quatre autres entités ont été créées, outre la Société, pour succéder à Ontario Hydro :

- Hydro One (auparavant la Société des services d'électricité de l'Ontario), qui a pris en charge les activités de transport, de distribution et de service;
- la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGME), coordonnateur indépendant ayant pour responsabilité de diriger l'exploitation du système d'électricité de la province;
- l'Office de la sécurité des installations électriques (OSIE), chargé de l'inspection des installations électriques;
- la SFIEO, chargée de gérer l'encours de la dette et les autres obligations d'Ontario Hydro jusqu'à leur échéance.

Restructuration du secteur

La restructuration du secteur de l'industrie électrique comporte deux étapes. La première, dite «période de transition», a commencé le 1er avril 1999 avec la mise en activité des entreprises qui succèdent à Ontario Hydro et se terminera avec la déréglementation de l'accès aux systèmes de transport et de distribution de l'électricité en Ontario. La seconde, dite «période d'accès ouvert», devrait commencer dans les mois qui viennent. Du point de vue du consommateur, le secteur de l'industrie électrique de l'Ontario continuera de fonctionner comme par le passé pendant la période de transition. Cependant, l'ouverture des marchés amènera d'importants changements par la suite. Les consommateurs auront accès au fournisseur d'électricité de leur choix, et les producteurs d'électricité de l'Ontario livreront concurrence aux producteurs et fournisseurs de la province et de l'extérieur pour la vente d'électricité sur le marché ontarien de gros.

Pendant la période de transition, le prix moyen de l'électricité pour le consommateur reste fixe et il est facturé globalement. La Société reçoit le paiement global et redistribue les fonds aux entités ayant succédé à Ontario Hydro selon les conditions d'un accord de répartition des produits prévoyant des montants relativement fixes. Selon cet accord, le solde non distribué des fonds devra rapporter à la Société des produits prévus de 4 ¢/kilowattheure (kWh), calculés en fonction de la demande d'énergie prévue et de la composition de la clientèle, ainsi qu'un montant fixe pour les services connexes fournis pendant l'année. Les produits actuels par kWh de la Société varieront donc selon l'évolution de la demande prévue et de la composition de la clientèle.

Afin d'assurer une transition ordonnée et progressive vers un marché concurrentiel après l'accès ouvert, la Province a adopté un plan de diminution des parts de marché face aux enjeux liés à la position de la Société sur le marché ontarien. Selon ce plan, la Société devra réduire son contrôle sur certaines sources d'énergie, et donc renoncer au contrôle effectif d'une capacité de production thermique d'au moins 4 000 MW dans les 42 mois suivant l'accès ouvert. Elle pourra à son gré substituer un maximum de 1 000 MW de capacité de production hydroélectrique à une capacité équivalente de production thermique.

Faits saillants financiers

(en millions de dollars à moins d'indication contraire)	PRO FORMA POUR L'EXERCICE TERMINÉ		
	1er AVRIL AU 31 DÉCEMBRE 1999	1999	1998
Produits	4 339	5 796	5 585
Bénéfice d'exploitation	750	1 011	1 211
Bénéfice net	326	446	813
Ventes d'électricité *(TWh)*	102,0	136,9	131,7

Dans les dix années suivant l'ouverture du marché, la Société devra ramener son contrôle effectif à au plus 35 % de la capacité de production de la province. Par ailleurs, en vertu d'un mécanisme de plafonnement annuel du prix moyen devant s'appliquer pendant les 48 mois suivant l'accès ouvert, la Société devra verser à la SIGME des abattements sur environ 105 TWh par an de ses ventes prévues en Ontario si le prix moyen annuel de gros de l'électricité sur le marché au comptant dépasse 3,8 ¢/kWh.

Faits saillants financiers

Depuis le début de ses activités, le 1er avril 1999, la Société a réalisé un bénéfice net de 326 millions de dollars sur des produits de 4 339 millions de dollars. Les ventes totales d'électricité en Ontario et sur les marchés interconnectés pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999 ont atteint 102,0 TWh.

Sur une base pro forma reflétant les résultats d'exploitation comme si l'actif net avait été acquis le 1er janvier 1999 et le 1er janvier 1998, le bénéfice net de 1999 se serait chiffré à 446 millions de dollars, contre 813 millions de dollars en 1998. Bien que les volumes et les produits aient progressé de 1998 à 1999, le recul du bénéfice net est dû à la constatation non récurrente, en 1998, du résultat afférent à l'actif reporté du régime de retraite, et à une augmentation, en 1999, des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration («EEA») par suite du programme de relance du nucléaire et d'autres initiatives.

Analyse des résultats d'exploitation

La section qui suit propose une analyse des résultats d'exploitation de la Société depuis le début de ses activités le 1er avril 1999, ainsi qu'une comparaison des résultats pro forma pour 1999 et 1998.

Le bilan, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie présentés dans les états financiers consolidés de la Société aux dates et pour les périodes antérieures au 1er avril 1999 représentent tous les actifs, passifs, droits et obligations d'Ontario Hydro reliés aux Activités acquises désormais assurées par la Société. La Société a dressé ces états financiers après avoir précisément défini les actifs, passifs (autres que les dettes), produits et charges reliés aux Activités acquises et après avoir réparti certains comptes et éléments courants des états financiers d'Ontario Hydro. Notamment, une partie des produits et des dettes d'Ontario Hydro, et une part correspondante des intérêts et frais financiers connexes, ont été imputés aux Activités acquises.

Résultats d'exploitation des neuf mois terminés le 31 décembre 1999

(en millions de dollars)	NEUFS MOIS TERMINÉS LE 31 DÉCEMBRE 1999
Produits	4 339
Charges d'exploitation	
Exploitation, entretien et administration	1 791
Combustible	816
Achats d'électricité	153
Amortissement	573
Impôts fonciers et impôts sur le capital	256
	3 589
Bénéfice d'exploitation	750
Intérêts débiteurs	135
Impôts sur les bénéfices	289
Bénéfice net	326

Produits

Les produits proviennent des ventes d'énergie en Ontario et sur les marchés interconnectés et d'autres sources, hors énergie. Ils s'élèvent à 4 339 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999.

Les produits de source énergétique réalisés en Ontario proviennent de la production et de la vente d'électricité sur le marché de gros. La clientèle ontarienne comprend 237 services municipaux d'électricité qui desservent plus de 3 millions de consommateurs, 101 grands clients industriels directs ainsi que Hydro One, qui dessert 930 000 consommateurs. Ces produits s'établissent à 4 044 millions de dollars pour la période et représentent des ventes de 97,9 TWh. La Société a réalisé des produits de 4,05 ¢/kWh, supérieurs aux produits prévus de 4 ¢/kWh, sur l'énergie livrée aux consommateurs ontariens en raison d'une évolution de la demande prévue et de la composition de la clientèle.

Les produits réalisés sur les marchés interconnectés

se sont chiffrés à 212 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999, sur des ventes de 4,1 TWh et pour un prix de vente moyen de 5,17 ¢/kWh.

Les produits hors énergie ont atteint 83 millions de dollars. Ils proviennent notamment de la prestation de services techniques et d'ingénierie (41 millions), de la vente d'eau lourde et de sous-produits, tels la cendre volante, le cobalt et autres isotopes nucléaires (15 millions), et de la vente de services de gestion des installations et des locaux, d'informatique et d'autres services de soutien aux autres entités ayant succédé à Ontario Hydro (27 millions).

Charges d'exploitation

Les charges EEA comprennent la main-d'œuvre, les matériaux et le soutien administratif et s'élèvent à 1 791 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999. Elles découlent notamment des programmes d'exploitation de base pour le fonctionnement quotidien des centrales (1 056 millions), des programmes de gestion des arrêts de centrales nucléaires (92 millions) et des projets d'amélioration ou de réparation de diverses installations dans les centrales (277 millions). Les frais généraux et administratifs de 367 millions de dollars ont trait à plusieurs programmes fonctionnels nécessaires à la gestion des activités de la Société, ainsi qu'à la prestation de divers services commerciaux pour les usines dont la gestion est centralisée.

Le coût du combustible comprend les coûts du charbon, de l'uranium, du mazout et des redevances d'eau, ainsi qu'une provision pour l'évacuation du combustible irradié basée sur la consommation réelle de combustible. Il s'établit à 816 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999.

Les achats d'électricité sont effectués sur les marchés interconnectés. Ces achats ont atteint 153 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999. Ils ont permis de répondre à la demande de l'Ontario et à celle d'autres marchés interconnectés.

La dotation aux amortissements comprend l'amortissement des immobilisations en service selon leurs durées d'utilisation prévues, ainsi qu'une charge liée à l'augmentation des frais à payer au titre des déchets de faible et de moyenne activité produits au cours de la période. La dotation aux amortissements attribuable à ces éléments s'est élevée à 408 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999. Elle comprend également une charge de revalorisation qui reflète l'incidence de l'inflation sur les coûts estimatifs et de la valeur temporelle de l'argent sur les obligations futures au moment où les provisions pour frais d'enlèvement des immobilisations et d'évacuation du combustible irradié sont mises à jour chaque année dans le bilan en fonction de la valeur actualisée nette de ce passif. La charge de revalorisation est contrebalancée par un crédit reflétant la croissance des fonds distincts mis de côté pour satisfaire à ces obligations. Cette charge est sensible aux fluctuations des taux d'intérêt et d'indexation et s'élève à 165 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999.

La Société est tenue d'effectuer des paiements en remplacement des impôts fonciers et des taxes scolaires sur ses actifs de production qui représentent le montant qu'elle devrait payer si ces actifs appartenaient à des intérêts privés. Ces impôts fonciers, ainsi que les impôts réels sur le capital, atteignent 256 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999.

Intérêts débiteurs

Les intérêts débiteurs comprennent les intérêts et autres frais de financement rattachés à la dette de la Société. Les intérêts imputés à l'exploitation sont les frais d'intérêt bruts, déduction faite des intérêts capitalisés et des intérêts sur les placements à court terme. Pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999, les intérêts débiteurs ont atteint 135 millions de dollars. Ils ont été contrebalancés par des intérêts créditeurs de 10 millions de dollars et des intérêts capitalisés de 11 millions de dollars.

Impôts sur les bénéfices

La Société est actuellement exonérée d'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada et de la *Loi sur l'imposition des corporations* de l'Ontario, mais elle est tenue de faire des paiements à la SFIEO en remplacement des impôts sur le revenu fédéral et provincial. Ces paiements sont calculés suivant les règles et autres dispositions connexes des lois fiscales fédérale et provinciale et le règlement d'application de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. La charge fiscale est de 289 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999.

Résultats d'exploitation pro forma des exercices terminés les 31 décembre 1999 et 1998

Les états abrégés des résultats pro forma des exercices ter-

minés les 31 décembre 1999 et 1998, tels qu'ils sont fournis à la note 17 afférente aux états financiers consolidés, sont présentés ci-après. Les résultats historiques antérieurs au 1er avril 1999 ont été retraités en fonction des ajustements liés à l'acquisition, y compris de la répartition du prix d'acquisition entre les actifs et passifs de l'entreprise de production d'Ontario Hydro.

La Société estime que les résultats d'exploitation et la situation financière historiques aux dates et pour les périodes antérieures au 1er avril 1999 qui figurent dans les états financiers consolidés auraient été différents si la Société avait exercé ses activités en tant qu'entité autonome, dotée d'une direction et d'une structure du capital propres, plutôt qu'en tant qu'unité d'exploitation d'Ontario Hydro. Ces résultats financiers ont trait à des activités exercées dans un contexte commercial différent de celui qui a été instauré le 1er avril 1999, caractérisé notamment par un système de réglementation fort différent et une nouvelle structure du capital.

Afin d'améliorer la comparabilité entre les périodes, les états des résultats pro forma ont été dressés pour les exercices terminés les 31 décembre 1999 et 1998. Ces états tiennent compte de l'achat des Activités acquises comme si l'actif net avait été acquis le 1er janvier 1999 et le 1er janvier 1998. Les résultats pro forma ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats qui auraient été obtenus si les opérations avaient eu lieu à ces dates, en raison de l'évolution marquée du contexte réglementaire, des sources de financement et d'autres facteurs. Les résultats pro forma ne reflètent peut-être pas non plus entièrement les résultats financiers futurs de la Société.

Certains des effets les plus notables de l'acquisition conclue le 1er avril 1999 sont les suivants :

- Les produits de la vente d'électricité en Ontario ont été réduits par suite de l'accord de répartition des produits pour la période de transition.
- La comptabilisation des actifs et passifs acquis à la juste valeur a entraîné des changements importants dans la valeur de ces actifs et passifs.
- La baisse de l'amortissement, attribuable à la dévaluation prononcée des immobilisations, s'est traduite par une nette diminution des charges d'exploitation.
- Les intérêts débiteurs ont fortement baissé par suite d'une nette réduction du financement par emprunt.

	PRO FORMA *(non vérifié)*	
(en millions de dollars)	1999	1998
Produits	5 796	5 585
Charges d'exploitation		
Exploitation, entretien et administration	2 365	2 086
Combustible	1 116	1 031
Achats d'électricité	198	175
Amortissement	765	734
Impôts fonciers et impôts sur le capital	341	348
	4 785	4 374
Bénéfice d'exploitation	1 011	1 211
Intérêts débiteurs	180	196
Résultat afférent à l'actif reporté du régime de retraite	–	(487)
Impôts sur les bénéfices	385	689
Bénéfice net	446	813

• La Société assumera une charge d'impôts sur les bénéfices et sur le capital dont l'ancienne entreprise, en raison des tarifs réglementés, était dispensée.

Bénéfice net

Le bénéfice net pro forma a atteint 446 millions de dollars en 1999 contre 813 millions en 1998. Cette baisse résulte principalement de la constatation, en 1998, du résultat afférent à l'actif reporté du régime de retraite par suite d'une modification législative, et de la hausse, en 1999, des charges EEA liées au programme de relance du nucléaire et à d'autres projets.

Produits

Les produits ont totalisé 5 796 millions de dollars en 1999 contre 5 585 millions en 1998, en hausse de 211 millions. Sur ce total, les produits provenant de l'Ontario représentent 5 446 millions de dollars (5 248 millions en 1998), les produits provenant des marchés interconnectés, 233 millions de dollars (148 millions en 1998), et les produits hors énergie, 117 millions de dollars (189 millions en 1998).

L'augmentation de 198 millions de dollars des produits provenant de l'Ontario découle de la hausse des ventes d'électricité (150 millions) et d'une légère augmentation du taux moyen des produits liée à l'évolution de la demande prévue et de la composition de la clientèle en 1999 (48 millions). Les ventes totales d'électricité en Ontario, soit 132,4 TWh, ont progressé de 3,7 TWh par rapport à 1998 par suite d'une température estivale supérieure à la normale en 1999, qui a stimulé la demande liée aux appareils de climatisation, et d'une conjoncture économique généralement plus favorable. Le prix moyen, soit 4,04 ¢/kWh, a été supérieur aux produits prévus de 4 ¢/kWh.

L'augmentation de 85 millions de dollars des produits provenant des marchés interconnectés s'explique par la progression des ventes sur ces marchés (76 millions) et par un léger relèvement des prix (9 millions). Les ventes sur les marchés interconnectés ont atteint 4,5 TWh en 1999, soit 1,5 TWh de plus qu'en 1998, en raison surtout du climat plus chaud que la normale et des pénuries d'approvisionnement sur ces marchés. Le prix de vente moyen en 1999 s'est établi à 5,18 ¢/kWh, contre 4,93 ¢/kWh en 1998.

La diminution de 72 millions de dollars des produits hors énergie est surtout due à une baisse des produits liés aux services d'ingénierie externe (60 millions), les compétences techniques ayant été requises à l'interne pour plusieurs projets d'amélioration et initiatives stratégiques, telle la remise en service de la centrale nucléaire Pickering A. De plus, les ventes importantes d'eau lourde réalisées en 1998 n'ont pu se répéter en 1999 en raison du rétrécissement du marché (22 millions).

Charges d'exploitation

Les charges EEA se sont chiffrées à 2 365 millions de dollars en 1999, contre 2 086 millions en 1998. Cette progression de 279 millions résulte principalement de l'augmentation des dépenses liées aux arrêts de centrales nucléaires et au programme de relance du nucléaire (90 millions); de l'accroissement des coûts afférents aux projets (145 millions), dont la remise en service de Pickering A; de la hausse des charges sociales liées aux primes, aux programmes d'intéressement et aux salaires (100 millions); de l'alourdissement des charges d'exploitation et d'entretien lié à la hausse de production de 6 % des centrales thermiques (15 millions); et de la création d'un service d'exploitation commerciale en prévision de l'accès ouvert (12 millions). Ces hausses ont été compensées par une réduction des charges EEA par suite d'une baisse des réclamations (110 millions).

Le coût du combustible s'est établi à 1 116 millions de dollars en 1999, contre 1 031 millions en 1998. Cette hausse de 85 millions s'explique par l'accroissement de la production nucléaire (1,5 TWh), thermique (1,9 TWh) et hydroélectrique (1,7 TWh).

Les achats d'électricité sont effectués sur les marchés interconnectés. Leur coût a atteint 198 millions de dollars en 1999 contre 175 millions en 1998. Cette hausse de 23 millions de dollars résulte surtout de l'augmentation des prix (17 millions), le volume des achats étant resté relativement constant au cours des deux exercices.

L'amortissement imputé à l'exploitation s'est établi à 765 millions de dollars en 1999, contre 734 millions en 1998. Cette hausse de 31 millions est attribuable à l'augmentation des immobilisations résultant des acquisitions réalisées en 1999. La charge de revalorisation est restée relativement uniforme, passant de 222 millions de dollars en 1998 à 223 millions en 1999.

Les impôts fonciers et les impôts sur le capital ont relativement peu varié, passant de 348 millions de dollars en 1998 à 341 millions en 1999.

Intérêts débiteurs

Les intérêts débiteurs se sont élevés à 180 millions de dollars en 1999, comparativement à 196 millions en 1998. La hausse des intérêts sur les placements à court terme explique l'essentiel de cette baisse de 16 millions.

Résultat afférent à l'actif reporté du régime de retraite

Le résultat afférent à l'actif reporté du régime de retraite pour l'exercice terminé le 31 décembre 1998 se fonde sur le calcul actuariel de l'actif reporté du régime de retraite d'Ontario Hydro. Par suite des modifications législatives permettant à la Société de constater l'excédent de la caisse de retraite, l'actif reporté a été rajusté et un crédit correspondant a été porté dans les résultats. Le montant total constaté dans l'état des résultats d'Ontario Hydro pour l'exercice terminé le 31 décembre 1998 s'élève à 887 millions de dollars. Le montant de 487 millions de dollars représente la partie attribuable aux Activités acquises, calculée selon le nombre réel d'employés et de retraités par rappport au nombre total d'employés et de retraités d'Ontario Hydro.

Impôts sur les bénéfices

Les impôts sur les bénéfices se sont établis à 385 millions de dollars en 1999, comparativement à 689 millions en 1998. Cette diminution est due à la baisse du bénéfice avant impôts en 1999, en partie par suite de la constatation du résultat afférent à l'actif reporté du régime de retraite.

Gestion des déchets nucléaires et enlèvement des immobilisations

Passif lié à la gestion des déchets nucléaires et à l'enlèvement des immobilisations

La production des centrales nucléaires de la Société a commencé au début des années 70. Au cours des premières années, Ontario Hydro n'a constitué aucune provision pour les frais estimatifs futurs de gestion des déchets nucléaires et d'enlèvement des immobilisations. À partir de 1982, Ontario Hydro a commencé à inclure dans ses tarifs des provisions dont le montant, ajouté aux intérêts accumulés sur les soldes de provisions, était calculé de façon à faire face à tout passif futur de ce type. Les fonds perçus auprès des clients au titre de ces provisions totalisaient 2 344 millions de dollars au 31 décembre 1998. Ces fonds n'ont pas été placés dans un fonds distinct, mais ont servi aux besoins généraux de l'entreprise et donc réduit les besoins d'emprunt d'Ontario Hydro.

En date du 1er avril 1999, par suite de l'acquisition, la Société a constaté un passif égal à la valeur actualisée totale des coûts de démantèlement des centrales nucléaires et thermiques à la fin de leur durée d'utilisation et des composantes fixe et variable du coût des programmes de gestion des déchets nucléaires afin de comptabiliser les volumes réels de déchets produits jusqu'au 1er avril 1999. Au 31 décembre 1999, un passif de 6 715 millions de dollars a été comptabilisé au titre de ces éléments (nucléaire : 6 591 millions; hors nucléaire : 124 millions).

Le 1er avril 1999, la Province a convenu qu'elle-même ou son mandataire financerait certains passifs engagés avant le 1er avril 1999 pour la gestion des déchets nucléaires et l'enlèvement des immobilisations. La question de savoir quels passifs seront financés fait actuellement l'objet de discussions avec la Province. Le solde de 2 480 millions de dollars de la contribution provinciale représente le passif de 2 378 millions de la Province au 1er avril 1999, majoré des intérêts de 102 millions courus pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999 et calculés au taux de 5,75 %. Ce taux est actuellement négocié avec la Province et il est susceptible d'être modifié. La fixation définitive du taux d'intérêt pour 1999 ne devrait pas influer sensiblement sur le solde du passif.

Fonds distincts

La Société cotise à des fonds distincts pour provisionner ou régler le solde non financé des passifs découlant de ses activités nucléaires. La Société a l'intention de détenir ces fonds à l'externe et de les réserver à l'élimination des déchets et à l'enlèvement des immobilisations des centrales nucléaires. Jusqu'à ce que leur caractère juridique soit établi, la Société a mis ces fonds de côté à l'interne, qu'elle gère et fait fructifier séparément de ses autres placements en espèces. Ces fonds s'élevaient à 367 millions de dollars au 31 décembre 1999.

Partage des risques liés au nucléaire

La Société et les hauts fonctionnaires du ministère des Finances de l'Ontario se sont entendus sur les principes fondamentaux d'un accord de partage des risques liés au nucléaire. La mise en application de ces principes exige de conclure un accord définitif et d'obtenir de la Province les autorisations requises, y compris tout décret nécessaire. La Province ou son mandataire assumerait une

partie des risques en plafonnant certains coûts de gestion des déchets nucléaires au cas où leur valeur actualisée estimative dépasserait certains seuils. L'exécution de l'accord permettrait à la Société de limiter efficacement le risque qu'elle court à cet égard.

Organisme de gestion des déchets

Afin d'atténuer les risques futurs, la Société a engagé avec la Province et le gouvernement fédéral des pourparlers visant la création d'un organisme de gestion des déchets («OGD»), qui gérerait toutes les dépenses d'exploitation futures liées à la gestion du cycle de vie des déchets nucléaires. Les producteurs de déchets nucléaires de tout le Canada participeraient à l'OGD, qui serait exploité séparément de la Société. Une partie de ses capitaux proviendrait toutefois des fonds mis de côté par cette dernière. Son exploitation indépendante aurait l'avantage de centraliser les compétences techniques et en gestion, contribuerait à l'élaboration de solutions pancanadiennes au problème des déchets nucléaires, et cadrerait avec les structures organisationnelles adoptées dans le monde pour gérer les déchets radioactifs.

Programme de relance du nucléaire

Un programme exhaustif de relance du nucléaire a été élaboré à l'automne 1997 par Ontario Hydro. Ce programme vise à améliorer la performance de l'exploitation des centrales nucléaires et devrait entraîner des dépenses de quelque 1 700 millions de dollars de 1997 à 2004. Les dépenses afférentes au programme de relance du nucléaire se sont chiffrées à 308 millions de dollars en 1999 et à 238 millions de dollars en 1998. Elles sont projetées à 334 millions de dollars pour l'an 2000. Les projets entrepris dans le cadre de ce programme comprennent la normalisation des activités et la mise en œuvre d'initiatives visant à améliorer les systèmes de reddition de comptes, de gestion et de contrôle opérationnel, les programmes d'entretien et d'inspection, la conformité aux règlements, les normes de rendement, et la formation du personnel.

Par suite du programme de relance, un arrêt à court terme de la centrale nucléaire Pickering A a été décrété le 31 décembre 1997, suivi le 31 mars 1998 par l'arrêt à plus long terme de la centrale nucléaire Bruce A. Ces arrêts ont permis à la Société de centrer ses efforts initiaux de relance sur les 12 tranches de production nucléaire restantes de Darlington, Pickering B et Bruce B.

La dotation en personnel, la planification et l'exécution du programme de relance étant bien amorcées, la remise en service de Pickering A mobilise à présent l'attention. Les plans actuels prévoient la remise en service des quatre tranches de la centrale à intervalles approximatifs de six mois à partir du quatrième trimestre 2001. La Commission canadienne de sûreté nucléaire (ex-Commission de contrôle de l'énergie atomique) a avisé la Société qu'une évaluation environnementale serait requise pour qu'elle autorise le redémarrage de Pickering A. La Société prévoit que le processus d'examen sera achevé d'ici la fin de l'année 2000.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les principales sources de liquidités de la Société sont les fonds provenant de l'exploitation ainsi qu'une facilité de crédit à court terme auprès de certaines banques à charte canadiennes. En 1999, les fonds provenant de l'exploitation ont suffi à financer les besoins de fonds de roulement et les investissements en immobilisations. Dans l'avenir, la Société compte recourir aux sources externes comme le marché des capitaux d'emprunt afin d'obtenir les fonds requis pour exécuter son programme d'immobilisations et refinancer sa dette existante.

La Société a contracté auprès de certaines banques à charte canadiennes une facilité de crédit de 600 millions de dollars (l'«entente de crédit bancaire») qui servira à financer ses besoins de fonds de roulement et ses objectifs généraux. Elle peut ainsi retirer des sommes en dollars canadiens ou américains à divers taux fixés d'après certains taux de référence, dont un taux préférentiel, un taux d'acceptation bancaire et un taux Libor. Cette facilité est entrée en vigueur le 1er septembre 1999. Avant cette date, la Société avait négocié avec la SFIEO une entente de crédit temporaire lui permettant d'emprunter auprès de celle-ci à des conditions quasi identiques à celles de l'entente de crédit bancaire.

Les titres d'emprunt de 3 430 millions de dollars émis dans le cadre de l'opération du 1er avril 1999 comprennent des billets de premier rang échéant de 2001 à 2009 (2 650 millions), des billets de second rang échéant en 2010 et 2011 (750 millions), et une obligation au titre d'un contrat de location-acquisition (30 millions). Certaines clauses restrictives applicables aux titres d'emprunt que la Société émettra dans l'avenir s'appliqueront automatiquement aux billets.

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation pour les neuf

mois terminés le 31 décembre 1999 se sont élevés à 549 millions de dollars. Ces fonds, ajoutés au solde d'ouverture de 146 millions au 1er avril 1999, ont servi à financer des investissements en immobilisations (450 millions) et des paiements de dividendes (35 millions).

La Société investit dans des immobilisations pour améliorer l'efficacité de son exploitation, accroître sa capacité de production, et assurer le service ainsi que la fiabilité, la sécurité et la performance environnementale du réseau. Les investissements en immobilisations ont atteint 450 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999, contre 38 millions au premier trimestre 1999 et 486 millions pour l'exercice terminé le 31 décembre 1998.

Les dépenses en immobilisations prévues pour 2000 se chiffrent à 650 millions de dollars. Ce montant comprend l'investissement de maintien nécessaire à la poursuite de l'exploitation des centrales actuelles (dont environ les deux tiers seront affectés au nucléaire), ainsi que les sommes requises pour l'accroissement de la capacité de production (notamment pour la préparation du redémarrage de la centrale Pickering A).

Gestion des risques

Vue d'ensemble

Les activités de gestion des risques de la Société consistent à repérer, évaluer et limiter les risques de perte. Le conseil d'administration approuve toutes les politiques de gestion des risques avant leur mise en application. La Société évalue chaque année son exposition au risque afin de mieux la définir et les effets de ses activités de gestion des risques, y compris l'évitement, la réduction, le transfert et la substitution. La haute direction et le conseil d'administration passent en revue le risque résiduel afin de vérifier qu'il cadre avec la stratégie globale et les niveaux de tolérance de l'entreprise.

Restructuration du secteur

Certains aspects de la restructuration du secteur de l'électricité de l'Ontario sont encore en cours de transition. La Province élabore les règlements, et la SIGME, les règles qui régiront la concurrence sur les marchés de l'électricité de gros et de détail. De plus, le ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie, le ministre des Finances et la Commission de l'énergie de l'Ontario continuent d'évaluer et de définir des positions de principe sur les questions qui pourraient avoir une incidence importante sur la Société, dont la conception des tarifs de transport, la charge de transition vers la concurrence, les nouvelles capacités d'interconnexion et la fixation des prix en cas de congestion.

Programme de relance du nucléaire

L'amélioration de la performance nucléaire sera une des pierres d'assise de la prospérité commerciale et financière de la Société pour les cinq prochaines années. L'amélioration de la performance financière présuppose un accroissement de la production nucléaire à faible coût, qui permettra à la Société de livrer concurrence en Ontario et sur les marchés interconnectés, et comporte notamment la remise en service de la centrale nucléaire Pickering A. La réussite du programme de relance du nucléaire dépendra de nombreux facteurs, dont la découverte de toute lacune imprévue ou dégradation plus importante que prévu dans les actifs de production nucléaire, les modifications réglementaires importantes touchant la production nucléaire, et la capacité d'embaucher et de conserver du personnel qualifié, d'accroître la productivité et d'apporter des changements dans la gestion et l'exploitation.

Le programme de relance du nucléaire comprend un cadre rigoureux de gestion des risques rattachés aux activités et processus de production nucléaire. Ce cadre porte sur les principaux domaines de risque, l'exposition et les incidences connexes, et les stratégies d'atténuation.

Observation des règlements environnementaux

La Société s'est engagée à respecter toutes les exigences législatives en matière d'environnement en plus de prendre des engagements volontaires à cet égard. Sa politique environnementale porte sur la prévention de la pollution, l'amélioration continue de la performance environnementale, la réduction de l'utilisation des ressources et l'amélioration de l'efficience. La Société se soumet couramment à des vérifications environnementales.

La Société se conforme désormais à une norme internationale relative aux systèmes de gestion de l'environnement. Toutes ses centrales nucléaires et thermiques ainsi que ses principaux groupes de centrales hydroélectriques ont été certifiés ISO 14001, ce qui signifie qu'ils ont mis en place un programme exhaustif afin de s'assurer que leurs activités respectent l'environnement et d'améliorer constamment leur performance environ-

nementale. Les exigences réglementaires et les dispositions des lois, règlements, décrets, certificats d'autorisation et permis sont gérées par l'entremise des systèmes de gestion de l'environnement de la Société.

Risques liés au marché des capitaux

Le risque de taux d'intérêt de la Société est limité par les taux fixes sur sa dette à long terme. Ce risque se posera lorsqu'elle devra obtenir de nouveaux fonds et émettre de nouveaux titres d'emprunt à taux variable et sera géré au moyen d'opérations de couverture sélectives conformes aux politiques générales de gestion des risques. La Société peut se protéger contre les taux d'intérêt découlant de ses besoins de financement futurs à l'aide d'instruments dérivés lorsque cela est pratique et économique. Le risque de change résulte principalement d'opérations libellées en dollars américains comme l'achat de combustible fossile et l'achat et la vente d'électricité aux États-Unis. La Société gère ce risque en couvrant périodiquement ses flux de trésorerie en dollars américains suivant ses politiques officielles de gestion des risques. La Société gère le risque de crédit de contrepartie en surveillant et en limitant son exposition à des contreparties dont la cote de crédit est faible, en évaluant son risque de crédit de contrepartie sur une base intégrée et en vérifiant périodiquement la solvabilité de toutes les contreparties, notamment en obtenant des garanties pour toutes les opérations dépassant les limites autorisées.

Préparation pour l'an 2000

Le passage à l'an 2000 pose un problème parce que de nombreux systèmes informatiques utilisent deux chiffres plutôt que quatre pour identifier l'année. Les systèmes sensibles aux dates peuvent confondre l'an 2000 avec l'année 1900 ou une autre date, ce qui entraîne des erreurs lorsque des informations faisant intervenir des dates de l'an 2000 sont traitées. En outre, des problèmes semblables peuvent se manifester dans des systèmes qui utilisent certaines dates de l'année 1999 pour représenter autre chose qu'une date. La Société a réalisé, avant le passage à l'an 2000, un important programme de modernisation et de remplacement des systèmes touchés dont elle et ses clients dépendent. Le changement de date n'a entraîné aucune panne de système ayant nui à la capacité de la Société de poursuivre ses activités commerciales habituelles et de publier son information financière. De plus, aucune panne de ce genre ne s'est produite au moment du passage au 29 février 2000. Bien que les changements de date aient eu lieu, il n'est pas possible de conclure que tous les aspects du problème du passage à l'an 2000 qui pourraient avoir une incidence sur la Société, y compris ceux qui ont trait aux clients, fournisseurs ou autres tiers, ont été entièrement résolus.

Perspectives du marché

La Société aspire à être une société d'énergie nord-américaine de premier plan en misant sur ses points forts, soit la production à faible coût et la vente en gros d'énergie. La Société centrera ses efforts initiaux sur le marché ontarien en fournissant de l'électricité à des clients de gros et d'autres clients importants. Au fil du temps, elle compte étendre ses activités à des marchés régionaux choisis, en particulier le nord-est et le centre-ouest des États-Unis, entre autres possibilités d'expansion.

À court terme, la Société s'attachera à augmenter sa capacité de production et à améliorer la compétitivité de ses actifs de production, notamment par l'entremise de son programme de relance du nucléaire. Elle s'efforcera également de définir et d'acquérir les capacités nécessaires pour optimiser ses relations avec la clientèle et améliorer ses produits et services, et de trouver de nouveaux marchés pour son énergie et ses produits et services connexes. À moyen et long terme, la Société étudiera la possibilité d'acheter des actifs de production ou de la puissance, ou de lancer d'autres initiatives sur les marchés régionaux ou autres. Elle s'intéressera aussi aux possibilités d'alliances régionales en matière de commercialisation, ainsi qu'aux occasions de convergence et de partenariat entre les secteurs public et privé.

La capacité de la Société de livrer concurrence sur les marchés interconnectés des États-Unis dépendra de nombreux facteurs, dont le rythme des restructurations réglementaires, l'accès à ces marchés (p. ex. l'obtention de permis de la Federal Energy Regulatory Commission), les limites inhérentes à la capacité d'interconnexion, l'applicabilité des règlements environnementaux et autres, ainsi que les coûts de transport et le prix de l'électricité.

Période d'accès ouvert et marché de gros

La période d'accès ouvert, qui devrait débuter dans les mois qui viennent, modifiera en profondeur le fonctionnement du secteur et aura une incidence notable sur la Société. Tous les consommateurs ontariens auront accès au fournisseur d'électricité de leur choix. Les producteurs

de l'Ontario feront concurrence aux producteurs et fournisseurs en province et pour la vente d'électricité sur le marché ontarien de gros. Les intervenants sur ce marché achèteront et vendront de l'électricité soit sur le marché au comptant administré par la SIGME, soit en vertu de contrats bilatéraux de vente et d'achat d'électricité. La SIGME affectera les producteurs en fonction de leurs soumissions visant chaque heure et de l'importance de la demande. Le prix de vente de l'électricité pour une période donnée sera déterminé d'après la dernière soumission acceptée par la SIGME pour la satisfaction de la demande au cours de cette période.

La Société est assujettie à un plafonnement du prix moyen annuel sur environ 105 TWh par an des ventes d'énergie prévues en Ontario pendant les 48 mois suivant l'accès ouvert. Elle devra verser à la SIGME des abattements, dont profiteront ses clients, si le prix moyen annuel de gros de l'électricité sur le marché au comptant dépasse 3,8 ¢/kWh. Ses priorités seront donc l'approvisionnement rentable de ses clients de gros et d'autres clients importants de l'Ontario et l'expansion sélective de ses activités aux États-Unis et dans d'autres marchés interconnectés.

La Société prévoit que la production des producteurs d'enérgie indépendants, la propre production des clients de gros, les importations d'électricité en provenance des marchés interconnectés, et les revendeurs, courtiers et distributeurs qui offrent de nouveaux produits et services exerceront des pressions concurrentielles sur le marché ontarien. La question de savoir si de nouvelles installations de production seront construites en Ontario est capitale pour le marché. Étant donné les niveaux de prix prévus et les moyens technologiques existants, peu d'installations supplémentaires seront sans doute construites avant 2002. L'importance des installations construites par la suite dépendra de plusieurs facteurs, dont les niveaux prévus et réels des prix de l'électricité et du gaz naturel, la capacité des parties de structurer des opérations économiques, les percées technologiques et l'évolution de la réglementation.

Diminution des parts de marché

La Société s'est engagée à réduire son contrôle et envisage pour ce faire la vente d'actifs, l'échange d'actifs ou d'énergie, ou d'autres ententes. Le plan de diminution des parts de marché réduira sa quote-part de la capacité de production du marché ontarien, mais il lui permettra d'accroître sa clientèle grâce aux ventes à l'exportation et aux accords d'échange d'énergie.

La Société a commencé à réduire son contrôle en septembre 1999 en se mettant à la recherche d'investisseurs privés pour ses installations nucléaires, spécifiquement pour le site d'aménagement de la centrale nucléaire Bruce de 6 200 MW, dans le sud-ouest de l'Ontario. À la suite d'une demande de la Province visant à faire accélérer ce processus, la Société a annoncé qu'elle élaborait actuellement des plans afin d'accélérer la réduction de son contrôle sur une capacité de production essentiellement thermique d'environ 4 000 MW, dont celle de ses centrales thermiques Lennox (2 140 MW) et Lakeview (1 140 MW). Son objectif est de renoncer au contrôle de 4 000 MW le moins de temps possible avant l'ouverture du marché, prévue pour novembre 2000.

Initiative en technologie de l'information (TI)

La Société forme de nouveaux partenariats dans des secteurs clés avec l'appui de ses syndicats. Elle tient actuellement des discussions avec d'importantes sociétés de TI afin de muter des employés et de transférer des centres de données et du matériel à une société tierce qui fournira des services de TI à la Société et à d'autres sociétés d'énergie.

Ontario Power Technologies

Ontario Power Technologies, division d'innovation et de développement techniques de la Société, forme une coentreprise de recherche et développement avec AEA Technology, du Royaume-Uni, Scientech, des États-Unis, et CANATOM NPM Inc., du Canada. Cette opération conclue, les trois nouveaux partenaires détiendront une participation cumulative de 10 % dans Ontario Power Technologies, ainsi que des options portant sur 40 % supplémentaires. Les partenaires apporteront des capacités considérables en marketing et en développement technologique à la coentreprise.

Relations de travail

La Société s'efforce d'établir et de conserver d'excellentes relations avec ses deux principaux syndicats et, à cette fin, a signé avec ces derniers un accord visant à promouvoir la collaboration. Ce partenariat appuiera les efforts déployés par la Société pour que le processus de réduction du contrôle maximise la valeur livrée aux actionnaires et protège les intérêts des employés.

Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière

Les états financiers consolidés de la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. ci-joints sont la responsabilité de la direction et ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada. La Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. opte pour des principes comptables adaptés à sa situation. Les principales conventions comptables suivies par la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. sont décrites à la note 3 afférente aux états financiers consolidés. La préparation des états financiers comporte nécessairement l'utilisation d'estimations d'après le jugement de la direction, en particulier dans le cas d'opérations influant sur l'exercice écoulé mais ne pouvant être menées à terme avant les exercices ultérieurs. Ils ont été correctement dressés dans les limites raisonnables de l'importance relative et compte tenu des renseignements disponibles au 21 mars 2000.

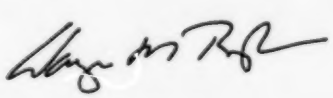
La direction a recours à un système de contrôle interne pour fournir une assurance raisonnable quant à la protection de l'actif et à la publication rapide d'informations financières fiables. Ce système s'appuie sur des politiques et des procédures strictes et sur une structure organisationnelle permettant une délégation appropriée des pouvoirs et des responsabilités. Des vérificateurs internes évaluent régulièrement et de façon indépendante l'efficacité de ce contrôle interne et en fait rapport à la direction et au comité de vérification du conseil d'administration de la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc.

Les états financiers consolidés ont été vérifiés par Ernst & Young s.r.l., vérificateurs externes indépendants nommés par le conseil d'administration. Les vérificateurs externes ont pour responsabilité d'exprimer leur opinion quant à savoir si les états financiers donnent une image fidèle selon les principes comptables généralement reconnus au Canada. Le rapport des vérificateurs précise l'étendue de leur vérification et leur opinion.

Pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999, le conseil d'administration de la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc., par l'intermédiaire de son comité de vérification, s'est assuré que la direction a assumé ses responsabilités quant à la publication de l'information financière et au contrôle interne. Le comité de vérification s'est réuni régulièrement avec la direction, ainsi qu'avec les vérificateurs internes et externes, pour veiller à ce que chaque groupe se soit acquitté de ses responsabilités respectives et pour examiner les états financiers avant de les soumettre à l'approbation du conseil d'administration. Les vérificateurs externes ont eu directement et pleinement accès au comité de vérification, en présence ou non de la direction, afin de discuter de leur vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de l'information financière de la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. et de l'efficacité du système de contrôle interne.

Le 21 mars 2000

Le président et chef de la direction,
RONALD W. OSBORNE



Le vice-président directeur et chef des services financiers,
WAYNE M. BINGHAM

Aà l'actionnaire de la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc.

Nous avons vérifié le bilan consolidé de la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. (la «Société») au 31 décembre 1999, les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis (du déficit) et des flux de trésorerie de la Société des neuf mois terminés le 31 décembre 1999, le bilan consolidé des activités de production d'électricité d'Ontario Hydro (les «Activités acquises») au 31 décembre 1998 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis (du déficit) et des flux de trésorerie des Activités acquises des trois mois terminés le 31 mars 1999 et de l'exercice terminé le 31 décembre 1998. La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière consolidée de la Société au 31 décembre 1999, de la situation financière consolidée des Activités acquises au 31 décembre 1998, des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie consolidés de la Société pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999 et des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie consolidés des Activités acquises pour les trois mois terminés le 31 mars 1999 et l'exercice terminé le 31 décembre 1998 selon les principes comptables généralement reconnus au Canada.

Ernst & Young s.r.l.

COMPTABLES AGRÉÉS
Toronto, Canada
le 21 mars 2000

États consolidés des résultats

(en millions de dollars, sauf le bénéfice par action)	ACTIVITÉS ACQUISES *(notes 1 et 3)* 1er AVRIL AU 31 DÉCEMBRE 1999	1er JANVIER AU 31 MARS 1999	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 1998
Produits	**4 339**	1 784	6 592
Charges d'exploitation			
Exploitation, entretien et administration	**1 791**	558	2 241
Combustible	**816**	335	1 148
Achats d'électricité	**153**	45	175
Amortissement *(notes 6 et 7)*	**573**	385	1 441
Impôts fonciers et impôts sur le capital	**256**	–	–
	3 589	1 323	5 005
Bénéfice d'exploitation	**750**	461	1 587
Intérêts débiteurs	**135**	560	2 301
Résultat afférent à l'actif reporté du régime de retraite	**–**	–	(655)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	**615**	(99)	(59)
Impôts sur les bénéfices *(note 4)*	**289**	–	–
Bénéfice net (perte nette)	**326**	(99)	(59)
Bénéfice par action ordinaire	**1,27**		
Actions ordinaires en circulation *(en millions)*	**256,3**		

Voir les notes ci-jointes.

États consolidés des bénéfices non répartis (du déficit)

(en millions de dollars)	ACTIVITÉS ACQUISES *(Notes 1 et 3)* 1er AVRIL AU 31 DÉCEMBRE 1999	1er JANVIER AU 31 MARS 1999	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 1998
Bénéfices non répartis (déficit)			
au début de la période *(note 1)*	**–**	(442)	(39)
Bénéfice net (perte nette)	**326**	(99)	(59)
Modification comptable – avantages postérieurs à l'emploi	**–**	–	(344)
Dividendes	**(35)**	–	–
Bénéfices non répartis (déficit) à la fin de la période	**291**	(541)	(442)

Voir les notes ci-jointes.

(en millions de dollars)	31 DÉCEMBRE 1999	ACTIVITÉS ACQUISES *(Notes 1 et 3)* 31 DÉCEMBRE 1998
Actif		
Actif à court terme		
Liquidités *(note 5)*	243	123
Débiteurs	907	638
Impôts sur les bénéfices à récupérer *(note 4)*	23	–
Combustible	424	455
Matières et fournitures	201	295
	1 798	1 511
Immobilisations *(note 6)*		
Immobilisations corporelles	13 285	39 016
Moins amortissement cumulé	383	12 166
	12 902	26 850
Autres éléments d'actif		
Actif reporté du régime de retraite *(note 16)*	516	723
Fonds de gestion des déchets nucléaires et d'enlèvement des immobilisations *(note 7)*	367	–
Débiteurs à long terme et autres éléments d'actif	27	62
Charges reportées de la dette	–	978
	910	1 763
	15 610	30 124

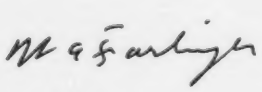
Voir les notes ci-jointes.

(en millions de dollars)	31 DÉCEMBRE 1999	ACTIVITÉS ACQUISES *(Notes 1 et 3)* 31 DÉCEMBRE 1998
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer	1 086	936
Intérêts courus	59	540
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an *(note 8)*	4	1 940
Billets à court terme à payer	–	2 231
	1 149	5 647
Dette à long terme *(note 8)*	3 422	20 311
Autres éléments de passif		
Gestion des déchets nucléaires et enlèvement des immobilisations *(note 7)*	4 235	3 201
Autres avantages postérieurs à l'emploi *(note 16)*	959	1 037
Créditeurs à long terme et charges à payer	245	370
Impôts sur les bénéfices reportés à payer *(note 4)*	75	–
Divers	108	–
	5 622	4 608
Capitaux propres *(négatifs)*		
Actions ordinaires *(note 10)*	5 126	–
Bénéfices non répartis (déficit)	291	(442)
	5 417	(442)
	15 610	30 124

Éventualités et engagements *(notes 7 et 15)*

Voir les notes ci-jointes.

Au nom du conseil d'administration,
le 21 mars 2000



W. A. FARLINGER
Président du conseil
Toronto, Canada

RONALD W. OSBORNE
Président et chef de la direction
Toronto, Canada

Etats consolidés des flux de trésorerie

(en millions de dollars)		ACTIVITÉS ACQUISES *(notes 1 et 3)*	
	1er AVRIL AU 31 DÉCEMBRE 1999	1er JANVIER AU 31 MARS 1999	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 1998
Activités d'exploitation			
Bénéfice net (perte nette)	326	(99)	(59)
Rajustement au titre des éléments sans effet sur les liquidités :			
Amortissement	573	385	1 441
Actif reporté du régime de retraite	39	5	(655)
Impôts sur les bénéfices reportés	75	–	–
Amortissement des gains de change	–	20	90
Divers	(7)	(24)	12
	1 006	287	829
Gestion des déchets nucléaires et enlèvement des immobilisations	(361)	23	52
Variation du fonds de roulement hors caisse *(note 13)*	(96)	188	134
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	549	498	1 015
Activités d'investissement			
Acquisitions d'immobilisations	(450)	(38)	(486)
Autres éléments d'actif	–	3	(60)
Produit de la vente d'immobilisations	33	–	7
	(417)	(35)	(539)
Flux de trésorerie avant activités de financement	132	463	476
Activités de financement			
Liquidités provenant des activités acquises *(note 1)*	146	–	–
Dividendes	(35)	–	–
Autres activités de financement, montant net	–	(440)	(316)
	111	(440)	(316)
Augmentation des liquidités au cours de la période	243	23	160
Liquidités au début de la période *(note 1)*	–	123	(37)
Liquidités à la fin de la période	243	146	123

Voir les notes ci-jointes.

1. Constitution, acquisition et début des activités

La Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. (la «Société») a été constituée le 1er décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* de l'Ontario. Dans le cadre de la réorganisation d'Ontario Hydro, et en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité* et de la restructuration du secteur de l'industrie électrique de la province, la Société et ses filiales ont acquis et pris en charge certains actifs, passifs, employés, droits et obligations reliés aux activités de production d'électricité d'Ontario Hydro (les «Activités acquises») le 1er avril 1999, et ont commencé leurs activités à cette date.

Dans le cadre de la réorganisation d'Ontario Hydro, quatre autres entités ont été créées, outre la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc., pour succéder à Ontario Hydro. Hydro One et ses filiales ont pris en charge les activités de transport d'électricité, de distribution et de service. La Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGME) a pour responsabilité de diriger l'exploitation et d'examiner la fiabilité du marché de l'électricité de la province, et l'Office de la sécurité des installations électriques (OSIE) est chargé de l'inspection des installations électriques. Ontario Hydro poursuit ses activités sous le nom de Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO), chargée de gérer et de rembourser l'encours de la dette et les autres obligations d'Ontario Hydro.

En contrepartie du transfert des Activités acquises, le 1er avril 1999, la Société a émis, au profit de la SFIEO, des billets dont le montant en capital total s'élève à 8 526 millions de dollars, y compris un billet de 5 126 millions de dollars (le «billet remboursable en actions»), et a pris en charge une obligation de 30 millions de dollars d'Ontario Hydro au titre d'un contrat de location-acquisition. La SFIEO a ensuite dégagé la Société de ses obligations à l'égard du billet remboursable en actions, la Province de l'Ontario ayant pris en charge ces obligations en contrepartie de l'émission, en son nom, de 256 300 000 actions ordinaires de la Société, entièrement libérées et non susceptibles d'appels subséquents. La SFIEO s'est par ailleurs engagée à ne pas vendre les 3 400 millions de dollars de billets de la Société sans le consentement préalable de celle-ci. La dette à long terme de la Société s'élevait ainsi à 3 430 millions de dollars au 1er avril 1999.

La Société a comptabilisé les Activités acquises à leur juste valeur au 1er avril 1999, comme suit :

(en millions de dollars)	JUSTE VALEUR AU 1er AVRIL 1999
Actif	
Actif à court terme	1 465
Immobilisations	12 872
Autres éléments d'actif	598
	14 935
Passif	
Passif à court terme	1 073
Autres éléments de passif et contrats de location-acquisition	5 336
	6 409
Actif net acquis	8 526

Le prix d'achat de 8 526 millions de dollars se fonde sur la valeur actualisée des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie estimatifs futurs des Activités acquises dans un marché déréglementé. L'opération d'acquisition auprès de la SFIEO a été comptabilisée au montant de l'échange, soit 8 526 millions de dollars, du fait de l'important changement dans les participations découlant de cette opération. Le montant global de l'actif net acquis a été porté au bilan à sa juste valeur estimative.

Dans le cadre de l'entente de transfert, la Province a convenu d'une période de transition afin de permettre à la Société de déterminer les rajustements définitifs à apporter au prix d'achat. Ce processus est en cours.

Le bilan, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie présentés dans les états financiers de la Société aux dates et pour les périodes antérieures au 1er avril 1999 représentent tous les actifs, passifs, droits et obligations d'Ontario Hydro reliés aux Activités acquises désormais assurées par la Société. La Société a dressé ces états financiers après avoir précisément défini les actifs, passifs (autres que les dettes), produits et charges reliés aux Activités acquises et après avoir réparti certains comptes et éléments courants des états financiers d'Ontario Hydro. Notamment, une partie des produits et des dettes d'Ontario Hydro, et une part correspondante des intérêts et frais financiers connexes, ont été imputées aux Activités acquises. Comme l'explique la note 17, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société diffèrent sensiblement de ceux affichés par les Activités acquises avant le 1er avril 1999 en raison de l'évolution du contexte réglementaire, des sources de financement et d'autres facteurs.

2. Restructuration du secteur de l'électricité de l'Ontario

La restructuration du secteur de l'industrie électrique comporte deux étapes. La première, dite «période de transition», a commencé le 1er avril 1999 avec la réorganisation d'Ontario Hydro et se terminera avec la déréglementation de l'accès aux systèmes de transport et de distribution de l'électricité en Ontario. La seconde, dite «période d'accès ouvert», devrait commencer dans les mois qui viennent. Les consommateurs pourront alors librement choisir leur fournisseur d'électricité, et le système de transport et de distribution de l'Ontario sera ouvert à la concurrence.

Par suite de la restructuration d'Ontario Hydro, la dette résiduelle dont les nouvelles entités ne sont pas censées assurer le service en tant qu'entreprises commerciales sur un marché concurrentiel, ou dette insurmontable, a été prise en charge par la SFIEO. La Société n'a aucune obligation, ne donne aucune garantie et n'assume aucune autre responsabilité, quelle qu'elle soit, à l'égard de cette dette insurmontable. La Province a indiqué qu'elle avait l'intention de consacrer certains des produits d'exploitation découlant de la restructuration du secteur (p. ex. les paiements tenant lieu d'impôts effectués par la Société, Hydro One et les services publics de distribution locaux) au service de la dette insurmontable. La Province prévoit que ces produits permettront d'assurer en majeure partie le service de la dette insurmontable; le solde sera probablement amorti par le biais d'une charge de transition vers la concurrence qui sera facturée au consommateur.

La Province a adopté un plan de diminution des parts de marché face aux enjeux liés à la position de la Société sur le marché ontarien. Selon ce plan, la Société devra réduire son contrôle sur certaines sources d'énergie, et donc renoncer au contrôle effectif d'une capacité de production thermique d'au moins 4 000 MW dans les 42 mois suivant l'accès ouvert. Elle pourra à son gré substituer 1 000 MW de capacité de production hydroélectrique à une capacité équivalente de production thermique. Dans les dix années suivant l'ouverture du marché, la Société devra ramener son contrôle de la capacité de production à au plus 35 % du marché ontarien. Par ailleurs, un mécanisme de plafonnement annuel du prix moyen devra s'appliquer pendant les 48 mois suivant l'accès ouvert.

3. Sommaire des principales conventions comptables

Méthode de comptabilisation

Les états financiers de la Société sont dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) au Canada. L'établissement d'états financiers conformes aux PCGR oblige la direction à faire des estimations et à formuler des hypothèses qui influent sur les montants présentés au titre des actifs, passifs, produits et charges et sur l'information fournie au sujet des actifs et passifs éventuels.

Avant le 1er avril 1999, Ontario Hydro était régie par la *Loi sur la Société de l'électricité*, qui lui conférait des pouvoirs étendus en matière de production, d'approvisionnement et de livraison d'électricité dans l'ensemble de l'Ontario. Le conseil

d'administration d'Ontario Hydro avait le pouvoir, aux fins de la tarification, de stipuler qu'un montant serait inclus dans le calcul des résultats d'exploitation d'une période différant de celle dans laquelle il aurait normalement été constaté en vertu des PCGR pour les entreprises à tarifs non réglementés. En pareil cas, le traitement comptable était le même que le traitement aux fins de la détermination des tarifs.

Consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. et de ses filiales. La Société comptabilise ses participations dans des entreprises sous contrôle conjoint selon la méthode de la consolidation proportionnelle.

Stocks

Les stocks de combustible sont évalués selon la méthode de la moindre valeur (coût moyen – valeur de réalisation nette).

Les matières et fournitures sont évaluées selon la méthode de la moindre valeur (coût moyen – valeur de réalisation nette), à l'exception de certaines pièces de rechange propres à l'une des centrales nucléaires ou thermiques. Le coût des stocks de ces pièces de rechange est imputé à l'exploitation de façon linéaire sur la durée de vie restante des installations connexes.

Immobilisations et amortissement

Les immobilisations corporelles acquises par la Société le 1er avril 1999 ont été comptabilisées à leurs justes valeurs. Les acquisitions d'immobilisations corporelles postérieures au 1er avril 1999 sont comptabilisées au coût. Les frais d'intérêt engagés pendant la construction sont capitalisés avec le coût de l'immobilisation.

Les taux d'amortissement afférents aux diverses catégories d'immobilisations se fondent sur la durée d'utilisation prévue de ces dernières. Les immobilisations sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et le matériel de transport et de travaux, qui est amorti selon la méthode de l'amortissement dégressif. Les centrales sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée d'utilisation prévue, laquelle varie entre 25 et 100 ans. Les installations d'administration et de service sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des durées allant de 5 à 50 ans. Les ordinateurs et le matériel de transport et de travaux sont amortis à des taux variant entre 9 % et 40 %. Les frais d'enlèvement des immobilisations qui n'ont pas fait l'objet de provisions spécifiques dans l'exercice écoulé ou les exercices précédents sont également imputés à la dotation aux amortissements.

Gestion des déchets nucléaires et enlèvement des immobilisations

La Société constate un passif au titre de l'enlèvement des immobilisations et de la gestion des déchets nucléaires en tenant compte de la valeur temporelle de l'argent, étant donné qu'elle peut estimer à la fois le montant des dépenses au comptant futures reliées à ces activités et le moment où elles auront lieu. Le 1er avril 1999, date à laquelle les Activités acquises ont été transférées à la Société, les coûts suivants ont été constatés à titre de passif :

- Valeur actualisée des coûts de démantèlement des installations de production nucléaire et thermique à la fin de leur durée de vie utile.
- Valeur actualisée de la composante fixe du coût de tout programme de gestion des déchets nucléaires requis, quel que soit le volume de déchets produit.
- Valeur actualisée de la composante variable du coût de tout programme de gestion des déchets nucléaires visant à tenir compte des volumes réels de déchets produits jusqu'au 1er avril 1999.

Les déchets produits après le 1er avril 1999 feront augmenter ce passif. La Société provisionne ce passif par des versements prédéterminés dans des fonds distincts qu'elle réserve exclusivement à la gestion des déchets nucléaires et à l'enlèvement des immobilisations des centrales nucléaires. La Société a l'intention de détenir ces fonds à l'externe. Les coûts réels engagés au titre des programmes de gestion des déchets sont portés en déduction des fonds distincts.

La revalorisation découle du fait que le passif au titre des coûts d'évacuation du combustible irradié et d'enlèvement des immobilisations est porté au bilan à la valeur actualisée nette. La charge de revalorisation est le rajustement obtenu par

retraitement du passif en vue de refléter l'incidence de l'inflation sur les coûts estimatifs et de la valeur temporelle de l'argent sur le passif futur. Cette charge est sensible aux fluctuations des taux d'intérêt et d'indexation. Elle est incluse à l'amortissement dans les états financiers.

Avant le 1er avril 1999, les Activités acquises constataient le passif lié au déclassement et aux déchets nucléaires sur la durée d'exploitation prévue des centrales nucléaires et thermiques ou à mesure que les déchets étaient produits. Ce passif était donc nettement inférieur à celui constaté par la Société.

Imputation de la dette et des charges de financement

La dette d'Ontario Hydro et les instruments financiers dérivés connexes qui servent à gérer les risques de taux d'intérêt et de change associés à cette dette ont été émis ou contractés à des fins générales et n'étaient pas spécifiquement rattachés à des activités ou actifs particuliers d'Ontario Hydro. De plus, nulle partie de la dette d'Ontario Hydro et des instruments dérivés connexes n'a été prise en charge par la Société ou ne lui a été transférée dans le cadre de la réorganisation d'Ontario Hydro. Le total de la dette et des instruments dérivés connexes et les charges de la dette n'ont donc pu être précisément déterminés et, par conséquent, ont été théoriquement imputés aux Activités acquises aux seules fins de l'établissement des états financiers historiques. Les charges de financement ont été imputées aux Activités acquises d'après la quote-part de ces dernières dans la dette totale d'Ontario Hydro.

Produits

Les produits découlent principalement de la vente d'électricité aux clients de gros et aux grands clients industriels de l'Ontario et aux marchés interconnectés des États-Unis, du Québec et du Manitoba. Pendant la période de transition, le prix moyen de l'électricité pour le consommateur reste fixe et il est facturé globalement. La Société redistribue les fonds aux entités ayant succédé à Ontario Hydro selon les conditions d'un accord de répartition des produits prévoyant des montants relativement fixes. Selon cet accord, le solde non distribué des fonds devra rapporter à la Société des produits prévus de 4 ¢/kWh, calculés d'après la demande d'énergie prévue, ainsi qu'un montant fixe pour les services connexes. Les produits réels par kWh de la Société varieront donc selon l'évolution de la demande prévue et de la composition de la clientèle.

Avant le 1er avril 1999, les Activités acquises étaient exercées dans un environnement à tarifs réglementés. Les tarifs facturés au consommateur étaient fixés de façon à fournir l'électricité au coût. Les produits présentés pour les périodes antérieures au 1er avril 1999 étaient calculés au moyen d'un mécanisme interne de répartition des produits. Les produits de gros étaient spécifiquement identifiés et se fondaient sur l'énergie réelle livrée aux services municipaux et aux clients industriels directs moyennant des prix contractuels, moins les montants imputés au titre des frais de transport et d'exploitation du système. L'énergie livrée à Hydro One pour les clients de détail était estimée d'après un tarif interentreprises négocié qui excluait les frais de transport et d'exploitation du système. Les frais de transport et d'exploitation du système payables à Hydro One et à la SIGME se fondaient sur des budgets préapprouvés. Les produits provenant des marchés interconnectés se fondaient sur l'énergie réelle livrée moyennant des prix négociés par contrat.

Les produits hors énergie proviennent notamment de la prestation, par la Société, de services tels que la gestion de projets, l'analyse et la conception techniques et la construction et l'entretien des installations de production d'électricité, ainsi que de la vente d'isotopes nucléaires et de sous-produits. La Société constate les produits provenant de contrats à prix fixe portant sur des travaux de portée définie selon la méthode de l'avancement des travaux. Les produits découlant des autres contrats sont constatés à mesure que les services sont fournis ou les produits livrés. Les rajustements découlant de l'indexation des prix sont constatés lorsqu'ils sont expressément fixés par contrat. Les commissions sont constatées à mesure qu'elles sont gagnées.

Conversion des devises

L'actif et le passif monétaires à court terme libellés en devises sont convertis en dollars canadiens aux cours en vigueur à la fin de l'exercice. Tout gain ou toute perte qui en résulte est constaté dans les résultats. La Société recourt à divers instruments de couverture afin de gérer le risque de change.

Impôts sur les bénéfices et autres impôts

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, la Société est tenue de faire des paiements tenant lieu d'impôts à la SFIEO. Ces paiements sont calculés conformément à la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada et la *Loi sur l'imposition des corporations* de l'Ontario, et modifiés par le règlement d'application de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. La Société constate les impôts sur les bénéfices selon la méthode du report d'impôts fixe. Avant le 1er avril 1999, les Activités acquises n'étaient pas tenues de payer d'impôts sur les bénéfices ou sur le capital.

La Société est également tenue d'effectuer des paiements en remplacement des impôts fonciers et des taxes scolaires sur ses actifs de production, qui représentent la différence entre les impôts qu'elle devrait payer si ces actifs appartenaient à des intérêts privés et les impôts qu'elle paie réellement sur ces actifs.

Recherche et développement

Les frais de développement directement liés à la conception ou à la construction d'une immobilisation donnée sont capitalisés avec le coût de l'immobilisation. Les frais de recherche et développement (R&D) engagés pour se libérer d'obligations à long terme telles que les passifs au titre des déchets nucléaires, pour lesquels une provision spécifique a déjà été établie, sont imputés au passif connexe. Tous les autres frais de R&D non admissibles au report sont imputés aux résultats de l'exercice dans lequel ils sont engagés.

Régime de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi

Les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi de la Société comprennent un régime de retraite, une assurance-vie collective, une assurance médicale, une assurance-invalidité de longue durée et des indemnités d'accidents du travail.

La Société comptabilise les obligations découlant du régime de retraite et des autres programmes d'avantages postérieurs à l'emploi (AAPE) et les coûts connexes, déduction faite de l'actif du régime. L'actif de la caisse de retraite est évalué à la valeur marchande actuelle. Les charges et obligations découlant du régime de retraite et des AAPE sont déterminées chaque année par des actuaires indépendants d'après les meilleures estimations de la direction.

Les charges découlant du régime de retraite et des AAPE comprennent les coûts des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice, les intérêts et rajustements découlant des modifications du régime, des changements dans les hypothèses et des gains et pertes actuariels, qui sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne prévue du reste de la carrière active des employés couverts par le régime. Ces charges sont comptabilisées dans l'exercice au cours duquel les employés rendent les services connexes.

Gestion du risque de crédit

Le risque de crédit est le risque de perte qui se pose lorsque des fournisseurs, clients ou contreparties financières manquent à leurs obligations contractuelles. La Société applique à toutes ses contreparties des politiques de crédit qui, de l'avis de la direction, limitent le risque de crédit global. Ces politiques prévoient notamment l'examen de la situation financière des contreparties.

Dépenses liées aux logiciels d'application et au problème de l'an 2000

Les coûts importants d'acquisition des logiciels d'application sont capitalisés lorsque les avantages futurs sont raisonnablement assurés. Les dépenses visant à recenser et à mettre à niveau les systèmes d'information et les applications non conformes à l'an 2000 étaient généralement imputées aux résultats à mesure qu'elles étaient engagées. Lorsque les actifs existants étaient remplacés par de nouvelles versions ou de nouveaux systèmes, les dépenses étaient capitalisées.

4. Impôts sur les bénéfices

La Société est tenue de faire des paiements tenant lieu d'impôts depuis le 1er avril 1999. Aucun impôt sur les bénéfices ou sur le capital n'a été payé relativement aux Activités acquises au cours des périodes antérieures au 1er avril 1999.

Le tableau suivant établit le rapprochement entre les taux d'imposition prévu par la loi et effectif pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999 :

(en millions de dollars)	1er AVRIL AU 31 DÉCEMBRE 1999
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	615
Taux combiné d'imposition fédéral et provincial prévu par la loi, surtaxes incluses	44,6 %
Taux d'imposition prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	274
Augmentation (diminution) des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :	
Excédent de l'impôt des grandes sociétés sur la surtaxe	19
Crédit pour bénéfices de fabrication et de transformation	(9)
Divers	5
	15
Charge d'impôts de la période	289
La charge d'impôts de la période comprend les éléments suivants :	
Exigible	214
Reportée	75
Charge d'impôts de la période	289
Taux d'imposition effectif	47,0 %

Les sources d'écarts temporaires et leurs effets sur les impôts sur les bénéfices reportés sont comme suit :	
Excédent de l'amortissement fiscal sur l'amortissement comptable	66
Autres éléments déduits aux fins fiscales avant de l'être aux fins comptables	9
Impôts sur les bénéfices reportés	75

Le montant des impôts payés pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999 est de 237 millions de dollars.

5. Liquidités

Les liquidités se composent de fonds en caisse et de placements à court terme de 255 millions de dollars venant à échéance à moins de trois mois et comptabilisés au coût, lequel se rapproche de la valeur marchande actuelle.

6. Immobilisations et amortissement

La dotation aux amortissements se compose des éléments suivants :

(en millions de dollars)	ACTIVITÉS ACQUISES		
	1er AVRIL AU 31 DÉCEMBRE 1999	1er JANVIER AU 31 MARS 1999	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 1998
Amortissement	383	299	1 132
Revalorisation	165	45	160
Passif au titre de la gestion des déchets nucléaires et de l'enlèvement des immobilisations	20	37	131
Frais d'enlèvement des immobilisations	5	4	18
	573	385	1 441

Les immobilisations à la fin de la période comprennent ce qui suit :

(en millions de dollars)		ACTIVITÉS ACQUISES
	AU 31 DÉCEMBRE 1999	AU 31 DÉCEMBRE 1998
Immobilisations corporelles		
Centrales	12 093	37 008
Autres immobilisations	530	1 210
Immobilisations en cours	662	798
	13 285	39 016
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	339	11 488
Autres immobilisations	44	678
	383	12 166
	12 902	26 850

Les intérêts capitalisés au cours des neuf mois terminés le 31 décembre 1999 s'élèvent à 11 millions de dollars (8 millions pour les trois mois terminés le 31 mars 1999, 29 millions en 1998).

7. Gestion des déchets nucléaires et enlèvement des immobilisations

Les centrales nucléaires de la Société produisent des déchets sous forme de grappes de combustible nucléaire radioactif et des déchets de faible et de moyenne activité. De plus, certaines composantes des centrales doivent être déclassées de façon sécuritaire après avoir été irradiées. La Société est également tenue de déclasser ses installations non nucléaires.

Le fonds de gestion des déchets nucléaires et d'enlèvement des immobilisations se répartit comme suit :

(en millions de dollars)		ACTIVITÉS ACQUISES
	AU 31 DÉCEMBRE 1999	AU 31 DÉCEMBRE 1998
Fonds d'enlèvement des immobilisations des centrales nucléaires	215	–
Fonds de gestion des déchets nucléaires	152	–
	367	–

Le passif net au titre de la gestion des déchets nucléaires et de l'enlèvement des immobilisations s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	AU 31 DÉCEMBRE 1999	ACTIVITÉS ACQUISES AU 31 DÉCEMBRE 1998
Passif au titre de la gestion des déchets nucléaires	4 304	1 485
Passif au titre de l'enlèvement des immobilisations des centrales nucléaires	2 287	866
Passif au titre de l'enlèvement des canaux de combustible nucléaire	–	674
	6 591	3 025
Passif au titre de l'enlèvement des immobilisations hors nucléaire	124	176
	6 715	3 201
Moins : contribution provinciale	2 480	–
Gestion des déchets nucléaires et enlèvement des immobilisations	4 235	3 201

Le passif au titre des frais de gestion des déchets nucléaires et d'enlèvement des immobilisations pour les périodes antérieures au 1er avril 1999 était constaté sur la durée d'exploitation prévue des centrales nucléaires et thermiques ou à mesure que les déchets étaient produits. Au 1er avril 1999, la valeur actualisée des passifs ayant fait l'objet d'engagements dans l'exercice, y compris le coût de démantèlement des installations à la fin de leur durée d'utilisation et la composante fixe du coût des programmes de gestion des déchets nucléaires, a été constatée en totalité. Par conséquent, le passif constaté par la Société au 31 décembre 1999 est nettement supérieur au passif en date du 31 décembre 1998.

Les charges de gestion des déchets nucléaires et d'enlèvement des immobilisations s'établissent comme suit :

	1er AVRIL AU 31 DÉCEMBRE 1999				ACTIVITÉS ACQUISES	
(en millions de dollars)	IMMOBILISATIONS HORS NUCLÉAIRE	IMMOBILISATIONS NUCLÉAIRE	DÉCHETS NUCLÉAIRES	TOTAL	1er JANVIER AU 31 MARS 1999	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 1998
Revalorisation	3	93	69	165	45	160
Combustible	–	–	13	13	45	146
Amortissement	–	–	20	20	37	131
	3	93	102	198	127	437

Le calcul des frais à payer pour la gestion des déchets nucléaires et l'enlèvement des immobilisations fait appel à des hypothèses car ces programmes durent plusieurs décennies. Le déclassement des centrales nucléaires exige de faire des estimations de trésorerie jusqu'en 2071. Le taux d'actualisation utilisé est de 5,75 % (6 % à 8 % en 1998) et les taux d'indexation varient entre 2 % et 4 % (comme en 1998).

Les principales hypothèses qui sous-tendent bon nombre de facteurs opérationnels et techniques servent aussi à calculer les charges à payer et font l'objet de révisions périodiques. Les modifications apportées à ces hypothèses, ainsi qu'aux hypothèses relatives à l'échéancier des programmes ou à la technologie employée, pourraient entraîner des rectifications importantes dans les charges à payer. Étant donné la durée de ces programmes et l'évolution de la technologie de traitement des déchets, la mesure des coûts relatifs à ces programmes est sujette à certains risques.

Passif au titre des frais de gestion des déchets nucléaires

Ces frais à payer ont trait à la gestion des grappes de combustible irradié hautement radioactif et d'autres déchets de faible et

de moyenne activité produits par les centrales nucléaires. Les hypothèses qui sous-tendent le calcul des frais à payer pour l'évacuation du combustible irradié sont les suivantes : gestion à long terme des grappes de combustible irradié par évacuation en profondeur; date de mise en service des installations d'évacuation : 2025; et distance moyenne de transport entre les centrales nucléaires et les installations d'évacuation : 1 000 kilomètres. L'augmentation des frais à payer pour l'évacuation du combustible irradié attribuable aux activités de la période écoulée est imputée aux coûts du combustible pour la période.

En décembre 1998, le gouvernement fédéral a réagi au rapport d'un comité du gouvernement (le rapport Seaborn) qui exigeait notamment que les producteurs canadiens de combustible irradié procèdent à l'étude des options d'évacuation à long terme de ces déchets. Cette étude envisagera notamment l'opportunité de l'évacuation en profondeur mais ne conclura pas forcément qu'il s'agit de la meilleure option pour le Canada. La Société joue un rôle moteur dans cette étude, dont les résultats pourraient influer considérablement sur l'évaluation des frais à payer.

Les frais relatifs à la gestion des déchets de faible et de moyenne activité comprennent les frais payés pendant l'exploitation des centrales et les frais payés pour l'évacuation à long terme de ces déchets. Les hypothèses qui sous-tendent le calcul des frais à payer pour la gestion des déchets de faible et de moyenne activité sont les suivantes : date limite de mise en service d'une installation d'évacuation des déchets de faible activité : 2015; date du début du regroupement de certains déchets de moyenne activité avec des déchets de faible activité : 2015; et date du début du regroupement du reste des déchets de moyenne activité avec le combustible irradié : 2034. L'augmentation des frais à payer pour les déchets de faible et de moyenne activité par suite des déchets produits au cours de la période est imputée à l'amortissement de la période.

Passif au titre des frais d'enlèvement des immobilisations des centrales nucléaires

Les frais à payer pour l'enlèvement des immobilisations des centrales nucléaires correspondent aux frais de déclassement des centrales nucléaires après leur durée d'utilisation. Les principales hypothèses ayant servi à estimer les frais futurs d'enlèvement des immobilisations sont les suivantes : déclassement des centrales nucléaires entre 2028 et 2058 fondé sur un démantèlement reporté (démantèlement après remisage avec surveillance pendant 30 ans après l'arrêt des réacteurs), et distance moyenne de transport de 1 000 kilomètres entre les centrales nucléaires et les installations d'évacuation.

Passif au titre des frais d'enlèvement des canaux de combustible nucléaire

Les Activités acquises ont constitué une provision pour les frais d'enlèvement des canaux de combustible dans les centrales nucléaires aux fins de la tarification. Ces canaux devront être remplacés dans l'avenir de manière à prolonger la durée de vie des centrales. Cette pratique de tarification est sans objet pour la Société.

Passif au titre des frais d'enlèvement des immobilisations hors nucléaire

Les frais à payer pour l'enlèvement des immobilisations hors nucléaire correspondent essentiellement aux frais de déclassement des centrales thermiques et de l'installation de production d'eau lourde après leur durée d'utilisation. La principale hypothèse ayant servi à estimer les frais futurs d'enlèvement des immobilisations des centrales thermiques prévoit que celles-ci seront mises hors service entre 2005 et 2025. L'incidence du retraitement des frais de déclassement à payer est constatée sur la durée de vie restante des installations connexes.

La Société ne constitue aucune provision pour les frais d'enlèvement rattachés à ses installations hydroélectriques, ces frais ne pouvant être raisonnablement estimés en raison de la longue durée d'utilisation de ces immobilisations. Les projets d'entretien ou de reconstruction laissent supposer que les installations de régulation des eaux seront requises dans un l'avenir prévisible.

Contribution provinciale à la gestion des déchets nucléaires

Le 1er avril 1999, la Province a convenu de financer certains passifs engagés avant le 1er avril 1999 pour la gestion des déchets nucléaires et l'enlèvement des immobilisations. La question de savoir quels passifs seront financés fait actuellement l'objet de discussions avec la Province, et leur montant figure dans la présente note à titre de réduction du passif total. Le solde de 2 480 millions de dollars représente le passif de 2 378 millions au 1er avril 1999, ainsi que les intérêts de 102 millions courus pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999 et calculés au taux de 5,75 %. Ce taux est actuellement négocié avec la Province et pourrait être modifié. La fixation définitive du taux d'intérêt pour 1999 ne devrait pas influer sensiblement sur le solde du passif.

Fonds distincts établis à l'interne

La Société cotise à des fonds distincts pour provisionner ou régler le solde non financé des passifs découlant de ses activités nucléaires. La Société a l'intention de détenir ces fonds à l'externe et de les réserver à l'élimination des déchets et à l'enlèvement des immobilisations des centrales nucléaires. Jusqu'à ce que leur caractère juridique soit établi, la Société a mis ces fonds de côté à l'interne, qu'elle place et fait fructifier séparément de ses autres placements en espèces. Ces fonds s'élevaient à 367 millions de dollars au 31 décembre 1999, dont 6 millions représentent les intérêts gagnés sur le solde du fonds en 1999.

Partage des risques liés au nucléaire

La Société et les hauts fonctionnaires du ministère des Finances de l'Ontario se sont entendus sur les principes fondamentaux d'un accord de partage des risques liés au nucléaire. La mise en application de ces principes exige toutefois de conclure un accord définitif et d'obtenir de la Province les autorisations requises, y compris tout décret nécessaire. La Province plafonnera certains coûts de gestion des déchets nucléaires au cas où leur valeur actualisée estimative dépasserait certains seuils. L'exécution de l'accord permettrait à la Société de limiter efficacement le risque qu'elle court à cet égard.

Rôle de tiers dans la gestion des déchets nucléaires et incidence sur le passif

Le calcul de la provision requise, l'accès aux fonds distincts et la surveillance des travaux auxquels ces dépenses se rapportent devraient dans l'avenir être contrôlés par des organismes externes à la Société. Les fonds distincts seront détenus indépendamment de la Société et l'accès à ces fonds sera contrôlé par plusieurs parties, dont la Commission canadienne de sûreté nucléaire (ex-Commission de contrôle de l'énergie atomique). La Société est tenue de verser des cotisations prédéterminées dans ces fonds distincts, lesquelles seront fixées d'après les estimations et hypothèses établies par des organismes externes. Un nouvel organisme externe de gestion des déchets aura pour mission de gérer le cycle de vie des déchets nucléaires; son financement proviendra des fonds externes.

Garanties financières pour la gestion des déchets nucléaires et les déclassements

Le 30 septembre 1998, la Commission canadienne de sûreté nucléaire a publié un projet de guide d'application de la réglementation concernant les garanties financières pour le déclassement des activités autorisées. En vertu de ce guide, la Société pourrait être tenue de donner des garanties financières d'un montant maximum égal à la valeur actualisée totale de ses obligations de l'exercice. Le guide autorise les garanties financières données sous forme d'engagement d'un gouvernement. En vertu du projet d'accord de partage des risques, la Province ou son mandataire fourniraient cet engagement moyennant des frais annuels équivalant à 0,5 % du montant de celui-ci.

8. Dette à long terme

La dette à long terme à la fin de la période se compose des éléments suivants :

(en millions de dollars)	AU 31 DÉCEMBRE 1999	ACTIVITÉS ACQUISES AU 31 DÉCEMBRE 1998
Billets à payer à la SFIEO	3 400	–
Obligations découlant de contrats de location-acquisition	26	33
Billets d'Ontario Hydro à payer, imputés aux Activités acquises	–	22 218
	3 426	22 251
Moins la tranche échéant à moins d'un an de la dette :		
Obligations découlant de contrats de location-acquisition	4	6
Billets d'Ontario Hydro à payer, imputés aux Activités acquises	–	1 934
	4	1 940
Dette à long terme	3 422	20 311

Au 31 décembre 1999, les billets à long terme à payer de la Société se composent de ce qui suit :

ANNÉE D'ÉCHÉANCE	TAUX D'INTÉRÊT (%)	ENCOURS DE CAPITAL *(en dollars CA)*		
		BILLETS DE PREMIER RANG	BILLETS DE SECOND RANG	TOTAL
2001	5,35	200	–	200
2002	5,44	200	–	200
2003	5,49	200	–	200
2004	5,62	300	–	300
2005	5,71	300	–	300
2006	5,78	300	–	300
2007	5,85	400	–	400
2008	5,90	400	–	400
2009	6,01	350	–	350
2010	6,60	–	375	375
2011	6,65	–	375	375
		2 650	750	3 400

Les porteurs de titres d'emprunt de premier rang ont droit au montant total qui leur est dû avant que les porteurs de titres de second rang aient droit à un paiement quelconque. Au 31 décembre 1999, la juste valeur de l'encours de la dette à long terme est d'environ 3 200 millions de dollars. L'exposition au risque de taux d'intérêt est limitée par les taux fixes sur la dette à long terme.

Avant le 1er avril 1999, la dette d'Ontario Hydro et les instruments dérivés connexes qui servent à couvrir les risques de taux d'intérêt et de change associés à cette dette étaient émis ou contractés à des fins générales et non spécifiquement rattachés à des activités ou actifs particuliers d'Ontario Hydro. Nulle partie de cette dette et de ces instruments dérivés n'a été prise en charge par la Société ou ne lui a été transférée dans le cadre de la réorganisation d'Ontario Hydro. Le total de la dette et des instruments dérivés et les charges de la dette d'Ontario Hydro ont donc été théoriquement imputés aux Activités acquises.

9. Facilités de crédit à court terme

La Société a contracté auprès de certaines banques à charte canadiennes une facilité de crédit de 600 millions de dollars (l'«entente de crédit bancaire») qui servira à financer ses besoins de fonds de roulement et ses objectifs généraux. Elle peut ainsi retirer des sommes en dollars canadiens ou américains à divers taux fixés d'après certains taux de référence, dont un taux préférentiel, un taux d'acceptation bancaire et un taux Libor. L'entente de crédit bancaire est entrée en vigueur le 1er septembre 1999. Avant cette date, la Société avait négocié avec la SFIEO une entente de crédit temporaire qui lui aurait permis d'emprunter auprès de celle-ci à des conditions quasi identiques à celles de l'entente de crédit bancaire.

10. Actions ordinaires

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale. Les actions ordinaires émises et en circulation sont les suivantes :

	31 DÉCEMBRE 1999	
	ACTIONS	(MILLIONS) $
Émises au profit de la Province au moment de la constitution le 1er décembre 1998	10	–
Émises au profit de la Province en contrepartie du règlement de la dette le 1er avril 1999	256 300 000	5 126
	256 300 010	5 126

11. Opérations entre apparentés

La Société, la Province et les autres entités ayant succédé à Ontario Hydro, dont Hydro One, la SIGME, la SFIEO et la Société des services aux régimes de retraite de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, qui gère la caisse de retraite au nom de la Société, sont devenues apparentées au 1er avril 1999. Avant cette date, la Province était apparentée à Ontario Hydro et à ses unités d'exploitation entièrement intégrées.

Le tableau suivant résume les opérations conclues entre la Société et des apparentés au cours des neuf mois terminés le 31 décembre 1999. Ces opérations ont été conclues selon les modalités habituelles dans le cours normal des affaires.

	1er AVRIL AU 31 DÉCEMBRE 1999	
(en millions de dollars)	VENTES	ACHATS
Hydro One		
Ventes d'électricité	640	–
Services	45	40
SIGME		
Services connexes	75	–
Société des services aux régimes de retraite de l'industrie de l'électricité de l'Ontario		
Services	10	–
	770	40

Pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999, les redevances d'eau versées à la Province ont atteint 90 millions de dollars (30 millions pour les trois mois terminés le 31 mars 1999; 118 millions en 1998), et les frais de garantie de dette payés à la Province ont été nuls (31 millions de dollars pour les trois mois terminés le 31 mars 1999; 124 millions en 1998).

12. Recherche et développement

Pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999, des frais de recherche et développement de 19 millions de dollars (15 millions pour les trois mois terminés le 31 mars 1999; 56 millions en 1998) ont été imputés aux résultats, et 10 millions de dollars (2 millions pour les trois mois terminés le 31 mars 1999; 7 millions en 1998) ont été imputés aux charges à payer. Des frais de développement de 2 millions de dollars (0 $ pour les trois mois terminés le 31 mars 1999; 3 millions en 1998) ont été capitalisés.

13. Variation du fonds de roulement hors caisse

		ACTIVITÉS ACQUISES	
(en millions de dollars)	1er AVRIL AU 31 DÉCEMBRE 1999	1er JANVIER AU 31 MARS 1999	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 1998
Augmentation (diminution) des flux de trésorerie due aux éléments suivants :			
Débiteurs	(152)	(134)	(20)
Combustible	(50)	81	(88)
Matières et fournitures	(32)	20	(23)
Créditeurs et charges à payer	(4)	158	100
Intérêts courus	59	48	(31)
Créditeurs à long terme	40	15	196
Divers	43	–	–
	(96)	188	134

Des intérêts de 95 millions de dollars ont été payés au cours des neuf mois terminés le 31 décembre 1999 (588 millions pour les trois mois terminés le 31 mars 1999; 2 196 millions en 1998).

14. Information sectorielle

La Société exerce ses activités dans un secteur unique, soit la production d'électricité en Ontario. La quasi-totalité des ventes ont lieu au Canada. Les ventes d'électricité aux États-Unis ont atteint 200 millions de dollars au cours des neuf mois terminés le 31 décembre 1999 (10 millions pour les trois mois terminés le 31 mars 1999; 111 millions en 1998). Trente pour cent des produits totaux des neuf mois terminés le 31 décembre 1999 et 25 % des débiteurs au 31 décembre 1999 sont attribuables aux ventes à deux clients.

15. Éventualités et engagements

Services municipaux d'électricité (SME)

Le 24 avril 1997, trois SME (les «requérants») ont émis un avis de requête contre Ontario Hydro auprès de la Cour de l'Ontario (Division générale) (la «poursuite des SME») pour laquelle ils ont reçu l'autorisation d'intenter un recours collectif au nom de tous les SME de l'Ontario. Les requérants sollicitent des déclarations selon lesquelles certains tarifs et certaines options tarifaires offerts par Ontario Hydro aux sociétés contreviennent aux dispositions de la *Loi sur la Société de l'électricité* (Ontario), et que ces tarifs et options ont entraîné une hausse indue des coûts pour les SME qui achètent leur électricité de la Société. Ils cherchent à recouvrer ces coûts accrus pour un montant d'environ 145 millions de dollars et sollicitent une déclaration selon laquelle Ontario Hydro a détourné à tort, à même divers produits, des montants indéterminés qui auraient dû servir à réduire le coût de l'électricité vendue à ces SME. Les requérants sollicitent aussi des déclarations selon lesquelles Ontario Hydro a violé certaines dispositions législatives sur la réserve pour stabilisation des tarifs et éventualités et le compte d'affectation pour règlement des dettes («compte ARD») d'Ontario Hydro, et une ordonnance exigeant le remboursement d'un montant de 5 050 millions de dollars au compte ARD. La Province indemnisera la Société de toutes les réclamations liées aux opérations sur le compte ARD – création, traitement, versements, retraits et autres – et aux états financiers d'Ontario Hydro liés au compte ARD, y compris des montants liés à tout jugement, règlement ou autre paiement intervenu dans le cadre de la poursuite des SME, sous réserve d'une franchise de 20 millions de dollars.

Demande de révision judiciaire

En mai 1999, l'Inverhuron & District Ratepayers Association (l'«IDRA») a déposé une requête auprès de la Section de première instance de la Cour fédérale afin de demander la révision judiciaire des décisions du ministre fédéral de l'Environnement, du ministre des Pêches et des Océans et de la Commission canadienne de sûreté nucléaire concernant l'installation de stockage à sec du combustible irradié de Bruce. La requête a pour objectif de faire annuler la décision du ministre de l'Environnement, en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, de permettre la réalisation du projet, et de faire renvoyer celui-ci devant un comité d'examen ou un médiateur. La Société qui, à l'origine, n'était pas partie à cette requête, a déposé une motion afin d'être ajoutée aux parties intimées dès le début du processus.

La demande de révision judiciaire a été entendue les 10 et 11 janvier 2000. L'IDRA, la Société et le gouvernement fédéral ont déposé des mémoires. La Cour a réservé sa décision. Tant que la Société n'aura pas été avisée de la décision de la Cour, elle ne pourra déterminer l'incidence de cette requête sur ses activités, ses résultats d'exploitation, sa situation financière ou ses perspectives.

Incertitude découlant du problème du passage à l'an 2000

Le passage à l'an 2000 pose un problème parce que de nombreux systèmes informatiques utilisent deux chiffres plutôt que quatre pour identifier l'année. Les systèmes sensibles aux dates peuvent confondre l'an 2000 avec l'année 1900 ou une autre date, ce qui entraîne des erreurs lorsque des informations faisant intervenir des dates de l'an 2000 sont traitées. En outre, des problèmes semblables peuvent se manifester dans des systèmes qui utilisent certaines dates de l'année 1999 pour représenter autre chose qu'une date. La Société a réalisé, avant le passage à l'an 2000, un important programme de modernisation et de remplacement des systèmes touchés dont elle et ses clients dépendent. Le changement de date n'a entraîné aucune panne de système ayant nui à la capacité de la Société de poursuivre ses activités commerciales habituelles et de publier son information financière. Bien que le changement de date ait eu lieu, il n'est pas possible de conclure que tous les aspects du problème du passage à l'an 2000 qui pourraient avoir une incidence sur la Société, y compris ceux qui ont trait aux clients, fournisseurs

ou autres tiers, ont été entièrement résolus. Une étape supplémentaire a été franchie au moment du passage au 29 février 2000, qui ne s'est traduit par aucune panne de système.

Environnement

La Société a hérité des obligations à l'égard de l'environnement qui incombaient aux Activités acquises. Une provision de 76 millions de dollars a été constituée pour ces obligations le 1er avril 1999. Un montant de 6 millions de dollars a été imputé à cette provision au cours des neuf mois terminés le 31 décembre 1999. Les activités actuelles de la Société sont également assujetties aux règlements fédéraux, provinciaux et municipaux sur la qualité de l'air, du sol et de l'eau et d'autres enjeux environnementaux. Le coût des obligations environnementales rattachées aux activités actuelles est continuellement provisionné, et la direction estime qu'elle a constitué une provision suffisante dans ses états financiers pour faire face à ces obligations.

Contrats d'approvisionnement en combustible

La Société a signé des contrats fermes d'approvisionnement en combustible, dont certains viendront à échéance après 2000. L'obligation future en vertu de ces contrats est estimée à 727 millions de dollars pour 2000 et à 568 millions par la suite.

16. Régimes d'avantages sociaux

Les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi de la Société comprennent un régime de retraite, une assurance-vie collective, une assurance médicale, une assurance-invalidité de longue durée et des indemnités d'accidents du travail. L'actif et les obligations de la caisse de retraite, les obligations découlant des autres avantages postérieurs à l'emploi (AAPE) et les charges connexes varient en fonction des taux d'intérêt, des rajustements découlant des modifications des régimes, des changements dans les hypothèses, et des gains et pertes actuariels, entre autres facteurs.

L'information sur le régime de retraite présentée dans les états financiers est tirée du régime de retraite de la SFIEO et se fonde sur la quote-part de l'actif et du passif du régime de la SFIEO qui revient à la Société, compte tenu du nombre réel d'employés et de retraités. L'information sur les AAPE présentée dans les états financiers au 31 décembre 1999 et pour les neuf mois terminés à cette date se fonde également sur le nombre réel d'employés et de retraités de la Société. Avant le 1er avril 1999, cette information se fondait sur la quote-part de la masse salariale d'Ontario Hydro revenant aux Activités acquises, dont la répartition obligeait à certains ajustements.

Régime de retraite

Le régime de retraite est un régime contributif à prestations déterminées pour tous les employés permanents. Le régime de retraite de la Société a été créé en date du 31 décembre 1999. Jusqu'à cette date, employés et retraités continuaient de participer au régime de retraite de la SFIEO, antérieurement le régime de retraite et d'assurance d'Ontario Hydro.

L'actif de la caisse de retraite se compose essentiellement de titres de participation négociables et de titres d'emprunt de sociétés et d'État qui sont sélectionnés par des gestionnaires de portefeuille professionnels. La caisse n'investit pas dans les titres de participation ou d'emprunt émis par la Province, Hydro One, la SIGME, l'OSIE, la SFIEO ou la Société.

Le régime de retraite présente un excédent actuariel important. La Société a cessé de cotiser au régime comme le lui permettaient la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario) et la *Loi de 1998 sur l'électricité*.

L'information sur la partie du régime de retraite imputée à la Société figure ci-dessous :

(en millions de dollars)		ACTIVITÉS ACQUISES
	AU 31 DÉCEMBRE 1999	AU 31 DÉCEMBRE 1998
Hypothèses relatives au régime de retraite		
Rendement prévu de l'actif du régime	7,25 %	9 %
Taux utilisé pour actualiser la valeur des prestations futures	7,25 %	6 %
Taux d'indexation de l'échelle des salaires	3,50 %	3,50 %
Taux d'accroissement des prestations en fonction du coût de la vie	2,50 %	2,50 %
Durée moyenne du reste de la carrière active des employés *(années)*	12	12
Variation de l'actif du régime de retraite		
Juste valeur de l'actif du régime au début de l'exercice	7 908	7 426
Cotisations de la Société	–	21
Cotisations des employés	49	51
Rendement réel de l'actif du régime	1 018	665
Prestations versées	(245)	(254)
Frais d'administration	(13)	(1)
Ajustement découlant de la répartition	(1 443)	–
Juste valeur de l'actif du régime à la fin de l'exercice	7 274	7 908

(en millions de dollars)		ACTIVITÉS ACQUISES
	AU 31 DÉCEMBRE 1999	AU 31 DÉCEMBRE 1998
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées		
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	7 098	4 699
Coût des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice	218	131
Coût des prestations au titre des services passés	–	149
Intérêt sur l'obligation au titre des prestations projetées	359	397
Prestations versées	(192)	(242)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	(1 098)	1 964
Ajustement découlant de la répartition	(1 211)	–
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	5 174	7 098
Excédent du régime de retraite	2 100	810
Rapprochement de l'excédent du régime de retraite		
Excédent du régime de retraite	2 100	810
Perte nette actuarielle (gain net actuariel), montant non amorti	(1 584)	(87)
Actif reporté du régime de retraite	516	723

(en millions de dollars)	1er avril au 31 décembre 1999	Activités acquises: 1er janvier au 31 mars 1999	Activités acquises: Exercice terminé le 31 décembre 1998
Éléments de la charge de retraite			
Coût des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice	124	42	99
Intérêt sur l'obligation au titre des prestations projetées	269	106	401
Rendement prévu de l'actif du régime	(339)	(142)	(665)
Amortissement du coût des prestations au titre des services passés	–	–	64
Amortissement de la perte actuarielle nette (du gain actuariel net)	(15)	(1)	(133)
Amortissement de l'actif transitoire	–	–	(21)
Ajustement découlant de la propriété de l'excédent	–	–	272
Charge de retraite	39	5	17

Autres avantages postérieurs à l'emploi

Au cours des neuf mois terminés le 31 décembre 1999, les paiements au titre des AAPE ont atteint 35 millions de dollars (15 millions pour les trois mois terminés le 31 mars 1999; 51 millions en 1998). L'augmentation annuelle à long terme du coût par personne des principaux avantages varie entre 2,5 % et 4,5 % (comme en 1998), selon la nature de l'avantage. Le taux d'actualisation servant à déterminer la valeur actuarielle de l'obligation au titre des AAPE varie entre 7 % et 7,5 % au 31 décembre 1999 (entre 5,5 % et 6,0 % en 1998).

L'information concernant les AAPE de la Société est présentée ci-dessous :

(en millions de dollars)	Activités acquises: au 31 décembre 1999	Activités acquises: au 31 décembre 1998
Variation de l'obligation au titre des AAPE projetés		
Obligation au titre des AAPE projetés au début de l'exercice	1 088	704
Coût des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice	41	29
Intérêt sur l'obligation au titre des prestations projetées	56	64
Prestations versées	(40)	(50)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) et coût des prestations au titre des services passés	(180)	341
Ajustement découlant de la répartition	(137)	–
Obligation au titre des AAPE projetés à la fin de l'exercice	828	1 088
Rapprochement de l'obligation au titre des AAPE		
Obligation au titre des AAPE à la fin de l'exercice		
Obligation à long terme	959	1 037
Obligation à court terme	43	51
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) et coût des prestations au titre des services passés non constatés	(174)	–
Obligation au titre des AAPE projetés à la fin de l'exercice	828	1 088

(en millions de dollars)	ACTIVITÉS ACQUISES		
	1er AVRIL AU 31 DÉCEMBRE 1999	1er JANVIER AU 31 MARS 1999	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 1998
Éléments de la charge relative aux AAPE			
Coût des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice	32	12	29
Intérêt sur l'obligation au titre des prestations projetées	42	16	64
Amortissement de la perte actuarielle nette (du gain actuariel net) et du coût des prestations au titre des services passés	(3)	–	30
Charge relative aux AAPE	71	28	123

Au cours du quatrième trimestre 1998, les Activités acquises ont adopté la nouvelle méthode de comptabilisation des prestations de retraite et des avantages sociaux futurs approuvée par l'Institut Canadien des Comptables Agréés. La conséquence principale de l'adoption de cette nouvelle méthode a été le remplacement du taux moyen à long terme, qui servait de taux d'actualisation pour déterminer l'obligation au titre des prestations de retraite projetées et l'obligation au titre des AAPE, par un taux de règlement actuel du marché. Ce changement a donné lieu à un montant transitoire de 344 millions de dollars, qui correspond à l'imputation au déficit de l'obligation au titre des AAPE pour l'exercice terminé le 31 décembre 1998.

17. États consolidés des résultats pro forma (non vérifiés)

Les états consolidés des résultats pro forma tiennent compte de l'achat des Activités acquises comme si l'actif net avait été acquis le 1er janvier 1999 et le 1er janvier 1998.

(en millions de dollars)	1999			
		ACTIVITÉS ACQUISES		
	1er AVRIL AU 31 DÉCEMBRE RÉEL	1er JANVIER AU 31 MARS RÉEL	RAJUSTEMENTS	1er JANVIER AU 31 DÉCEMBRE PRO FORMA
Produits	4 339	1 784	(327)	5 796
Charges d'exploitation				
Exploitation, entretien et administration	1 791	558	16	2 365
Combustible	816	335	(35)	1 116
Achats d'électricité	153	45	–	198
Amortissement	573	385	(193)	765
Impôts fonciers et impôts sur le capital	256	–	85	341
	3 589	1 323	(127)	4 785
Intérêts débiteurs	135	560	(515)	180
Impôts sur les bénéfices	289	–	96	385
Bénéfice net	326	(99)	219	446

(en millions de dollars)	1er JANVIER AU 31 DÉCEMBRE 1998		
	ACTIVITÉS ACQUISES		
	RÉEL	RAJUSTEMENTS	PRO FORMA
Produits	6 592	(1 007)	5 585
Charges d'exploitation			
Exploitation, entretien et administration	2 241	(155)	2 086
Combustible	1 148	(117)	1 031
Achats d'électricité	175	–	175
Amortissement	1 441	(707)	734
Impôts fonciers et impôts sur le capital	–	348	348
	5 005	(631)	4 374
Intérêts débiteurs	2 301	(2 105)	196
Résultat afférent à l'actif reporté du régime de retraite	(655)	168	(487)
Impôts sur les bénéfices	–	689	689
Bénéfice net	(59)	872	813

Méthode de présentation et hypothèses et rajustements pro forma

L'état consolidé des résultats pro forma de l'exercice terminé le 31 décembre 1999 comprend l'état consolidé des résultats de la Société des neuf mois terminés le 31 décembre 1999 et l'état consolidé des résultats pro forma des trois mois terminés le 31 mars 1999. Les états consolidés des résultats pro forma des trois mois terminés le 31 mars 1999 et de l'exercice terminé le 31 décembre 1998 ont été dressés à partir des états consolidés des résultats des Activités acquises pour les périodes terminées à ces dates. Les états consolidés des résultats pro forma ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats d'exploitation qui auraient été obtenus si les opérations avaient eu lieu aux dates visées ci-dessous.

La Société est une entreprise commerciale non réglementée, alors que les Activités acquises formaient une entreprise à tarifs réglementés. Étant donné que les conventions comptables suivies par les entreprises à tarifs réglementés diffèrent à certains égards de celles suivies par les entreprises à tarifs non réglementés, certains des passifs et charges comptabilisés par les Activités acquises auraient été comptabilisés différemment par la Société.

Les états consolidés des résultats pro forma des exercices terminés les 31 décembre 1999 et 1998 tiennent compte des hypothèses et rajustements suivants :

Produits

Pendant la période de transition, l'électricité continuera d'être facturée globalement à tous les consommateurs. En 1999, la quote-part de la facturation globale revenant à la Société devait représenter des produits de 4 ¢/kWh pour les ventes réalisées en Ontario, d'après la demande estimative, ainsi qu'un montant fixe pour les services connexes. Ce nouveau régime a entraîné des réductions de 336 millions de dollars et de 1 007 millions de dollars, respectivement, pour les trois mois terminés le 31 mars 1999 et l'exercice terminé le 31 décembre 1998. Pour les trois mois terminés le 31 mars 1999, un rajustement de 12 millions de dollars a été apporté en vue de reclasser les produits externes antérieurement constatés à titre de produits internes et crédité aux charges d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA). Un rajustement a également été apporté en vue de constater une perte de 3 millions de dollars sur un compte de produits pour le premier trimestre 1999. La déréglementation du marché ontarien de l'énergie ainsi que le projet de diminution des parts de marché de la Province auront probablement d'autres effets notables sur les produits futurs, lesquels ne peuvent être estimés pour le moment.

Charges EEA

Les charges EEA des trois mois terminés le 31 mars 1999 ont été rajustées de 16 millions de dollars, dont 12 millions découlent du reclassement des produits externes antérieurement constatés à titre de produits internes, et 4 millions, du rajustement d'une surestimation d'impôts. L'accord de répartition des produits de 1999 exclut l'aide tarifaire aux régions rurales et les charges liées au transport et aux installations, alors que l'accord de répartition de 1998 les incluait dans les charges EEA. Ces coûts ont donc été soustraits à hauteur de 155 millions de dollars des charges EEA pro forma de 1998.

Combustible

Dans le cadre de la restructuration d'Ontario Hydro, l'obligation de provisionner les coûts futurs d'évacuation des déchets nucléaires et de déclassement des centrales nucléaires a été transférée à la Société. Celle-ci a également été tenue de constater la totalité du passif ayant fait l'objet d'engagements, soit 6 317 et 6 226 millions de dollars, respectivement, au 31 mars 1999 et au 31 décembre 1998. Le montant imputé aux résultats de ces périodes au titre de l'obligation future qui en découle est donc moins élevé qu'auparavant. En conséquence, pour les trois mois terminés le 31 mars 1999 et l'exercice terminé le 31 décembre 1998, les charges de combustible ont été rajustées, respectivement, de 35 et de 117 millions de dollars pour l'évacuation des déchets nucléaires. L'amortissement a également été rajusté, respectivement, de 30 et de 84 millions de dollars pour le déclassement des centrales nucléaires.

Amortissement

La valeur comptable nette des immobilisations des Activités acquises, soit 26 850 millions de dollars, a été rajustée de 13 978 millions pour être ramenée à sa juste valeur de 12 872 millions au 31 mars 1999. Cette nouvelle assiette a eu pour effet d'abaisser la dotation aux amortissements de 177 et de 685 millions de dollars, respectivement, pour les trois mois terminés le 31 mars 1999 et l'exercice terminé le 31 décembre 1998. L'amortissement comprend un rajustement de 14 et de 62 millions de dollars, respectivement, pour les trois mois terminés le 31 mars 1999 et l'exercice terminé le 31 décembre 1998, au titre de la charge de revalorisation calculée sur la partie non provisionnée des frais à payer pour l'enlèvement des immobilisations et la gestion des déchets nucléaires. Comme il est indiqué ci-dessus, des charges d'exploitation moins élevées de 30 et de 84 millions de dollars ont également été imputées, respectivement, à la dotation aux amortissements des trois mois terminés le 31 mars 1999 et de l'exercice terminé le 31 décembre 1998 au titre du déclassement de centrales nucléaires.

Intérêts débiteurs

Les intérêts débiteurs comprennent les intérêts sur les emprunts. Par suite de la nouvelle structure du capital de la Société et de la baisse des taux d'intérêt sur sa dette à long terme, les intérêts débiteurs auraient diminué de 484 et de 1 981 millions de dollars, respectivement, pour les trois mois terminés le 31 mars 1999 et l'exercice terminé le 31 décembre 1998. La Province ne garantit plus la dette contractée par la Société auprès de tiers depuis le 1er avril 1999. Par conséquent, la Société ne paiera plus à la Province les frais de garantie de dette antérieurement inclus dans les intérêts débiteurs. La réduction nette des intérêts débiteurs tient compte de l'élimination de ces frais de garantie à hauteur de 31 et de 124 millions de dollars, respectivement, pour les trois mois terminés le 31 mars 1999 et l'exercice terminé le 31 décembre 1998.

Résultat afférent à l'actif reporté du régime de retraite

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1998, le résultat afférent à l'actif reporté du régime de retraite des Activités acquises a été réparti au prorata de la masse salariale. Le 1er avril 1999, l'actif du régime de retraite a été calculé d'après le nombre réel d'employés et de retraités mutés à la Société en proportion du nombre total d'employés et de retraités d'Ontario Hydro. En conséquence, pour l'exercice terminé le 31 décembre 1998, un rajustement de 168 millions de dollars a été porté dans l'état des résultats afin de refléter le nouveau calcul actuariel de l'actif reporté du régime de retraite, ce qui s'est traduit par une réduction du résultat afférent à ce dernier.

Impôts sur les bénéfices et sur le capital et impôts fonciers

Les Activités acquises étaient exonérées d'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada et de la *Loi sur*

l'imposition des corporations de l'Ontario. Cependant, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, la Société est tenue de verser à la SFIEO un montant généralement égal au montant des impôts sur les bénéfices et sur le capital que la Société serait obligée de payer en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada et de la *Loi sur l'imposition des corporations* de l'Ontario si elle n'était pas exonérée. La *Loi de 1998 sur l'électricité* oblige également la Société à faire chaque année à la SFIEO des paiements supplémentaires tenant lieu d'impôts fonciers sur ses actifs de production d'électricité. En conséquence, les rajustements pro forma tiennent compte de la constatation d'impôts fonciers et d'impôts sur le capital de 85 et de 348 millions de dollars, respectivement, pour les trois mois terminés le 31 mars 1999 et l'exercice terminé le 31 décembre 1998. De plus, des impôts tenant lieu d'impôt fédéral et d'impôt sur les bénéfices de l'Ontario, ainsi que d'impôt fédéral des grandes sociétés, ont été constatés à hauteur de 96 et de 689 millions de dollars, respectivement, pour les trois mois terminés le 31 mars 1999 et l'exercice terminé le 31 décembre 1998.

18. Réduction du contrôle, coentreprises et partenariats

Aménagement de la centrale nucléaire Bruce

En septembre 1999, la Société a entrepris d'évaluer l'intérêt des investisseurs privés pour diverses options de placement ou de partenariat dans son programme nucléaire et annoncé son intention de lancer un appel d'offres pour ses actifs situés sur le site d'aménagement de la centrale nucléaire Bruce, dans le sud-ouest de l'Ontario. Ces actifs comprennent les tranches 5 à 8 de la centrale Bruce, actuellement exploitées, et les tranches 1 à 4 de cette même centrale, temporairement fermées depuis mars 1998. Le site abrite également d'autres actifs, dont des installations de formation, des installations traditionnelles de traitement des déchets et d'autres infrastructures, de même que des installations de manutention et de stockage des déchets radioactifs produits par toutes les activités nucléaires de la Société. Les discussions se poursuivent avec les partenaires et acheteurs éventuels. Toute négociation devra tenir compte des biens matériels situés sur le site, des installations de traitement des déchets radioactifs et du traitement de tout passif au titre des déchets nucléaires inhérent à l'opération. Les présents états financiers comprennent tous les résultats d'exploitation et les soldes de tous les actifs et passifs de la Société pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999 et à cette date.

Centrales Lakeview et Lennox

En réponse à une demande du ministère de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie visant à faire accélérer l'échéancier de réduction du contrôle de la Société, celle-ci élabore des plans afin de renoncer au contrôle d'une production essentiellement thermique d'environ 4 000 MW attribuable notamment à sa centrale Lennox, près de Kingston (2 140 MW) et à sa centrale Lakeview, située à Mississauga (1 140 MW).

Coentreprises et autres opérations

La Société est actuellement en discussion avec d'importantes sociétés de technologie de l'information (TI) afin de muter des employés et de transférer des centres de données et du matériel à une société tierce qui fournira des services de TI à la Société et à d'autres sociétés d'énergie.

Ontario Power Technologies, division d'innovation et de développement techniques de la Société, est en train de former une coentreprise avec AEA Technology, du Royaume-Uni, SCIENTECH, des États-Unis, et CANATOM NPM, du Canada. Cette opération conclue, les trois nouveaux partenaires détiendront une participation cumulative de 10 % dans Ontario Power Technologies, ainsi que des options portant sur 40 % supplémentaires. Les partenaires apporteront des capacités considérables en marketing et en développement technologique à la coentreprise.

Le conseil d'administration de la Société de production d'électricité de l'Ontario compte 11 administrateurs*. Dix d'entre eux, dont le président du conseil, Bill Farlinger, ne font pas partie de la direction. Ron Osborne, président et chef de la direction, est membre du conseil d'administration.

Le conseil d'administration a pour responsabilité de déterminer l'orientation stratégique de la Société et a créé quatre comités permanents. Le conseil se réunit environ six fois par an ou davantage, au besoin.

Comité de vérification

Le comité de vérification a pour responsabilité de donner des avis au conseil et de lui faire des recommandations sur l'information financière communiquée au public; sur la conformité des conventions et méthodes comptables aux principes comptables généralement reconnus; sur la pertinence des procédés de détermination et de gestion des risques; sur l'intégrité des contrôles internes; sur les principes et méthodes liés à l'éthique des affaires; sur la nomination, le mandat et les honoraires des vérificateurs externes; et sur le mandat et le programme du vérificateur interne. Le comité de vérification peut également exercer, au nom du conseil, les pouvoirs qui lui sont délégués en matière financière. Le comité se réunit quatre fois par an ou davantage, au besoin. **Membres :** Richard Thomson *(président)*, Jalynn Bennett, Daniel Branda, David Kerr, Brian Robbins.

Comité des ressources humaines et du gouvernement d'entreprise

Le comité des ressources humaines et du gouvernement d'entreprise a pour responsabilité de donner des avis au conseil et de lui faire des recommandations sur la nomination, l'évaluation annuelle et la rémunération du président et chef de la direction; sur la planification de la relève; sur l'évaluation annuelle de la performance de la Société et des primes versées en vertu du Régime de rémunération au rendement de la Société; et sur l'évaluation et la rémunération annuelles des hauts dirigeants par le président et chef de la direction. Le comité exerce également la responsabilité de gouvernement du conseil en recommandant notamment les nominations au conseil, le mandat et les membres de ses comités, et d'autres initiatives permettant de veiller à l'excellence du gouvernement d'entreprise exercé par le conseil. Le comité se réunit quatre fois par an ou davantage, au besoin. **Membres :** Lynton Wilson *(président)*, Paul Godfrey, Arthur Sawchuk, Bill Farlinger.

Comité de l'environnement, de la santé et de la sécurité

Le comité de l'environnement, de la santé et de la sécurité a pour responsabilité de donner des avis au conseil et de lui faire des recommandations sur les politiques d'environnement, de santé et de sécurité de la Société; sur les progrès en matière de conformité; sur la pertinence des procédés de détermination et de gestion des risques pour l'environnement, la santé et la sécurité et des possibilités d'amélioration continue; sur les activités, tendances et événements touchant l'environnement, la santé et la sécurité qui ont des effets notables sur les activités, les actifs et la réputation de la SPEO; et sur l'efficacité des procédés permettant de maintenir les risques radiologiques pour les travailleurs, le public et l'environnement à un niveau suffisamment faible. Le comité se réunit quatre fois par an ou davantage, au besoin. **Membres :** David Kerr *(président)*, Jalynn Bennett, Daniel Branda, Brian Robbins.

Comité de la sécurité nucléaire

Le comité de la sécurité nucléaire a pour responsabilité de surveiller les activités nucléaires de la Société, en particulier du point de vue de la sécurité, et de donner des avis au conseil sur les politiques et stratégies visant une exploitation sûre et efficiente des centrales; sur l'amélioration continue de la performance par rapport aux meilleures pratiques de la communauté nucléaire internationale; sur la conformité aux lois et règlements sur les centrales nucléaires, notamment aux engagements de la Commission canadienne de sûreté nucléaire; et sur l'étendue des programmes de vérification des centrales et la nomination de conseillers et d'évaluateurs externes. Le comité se réunit quatre fois par an ou davantage, au besoin. **Membres :** Arthur Sawchuk *(président)*, Mark De Michele, Paul Godfrey, Brian Robbins.

* Au 31 mai 2000.

Société de production d'électricité de l'Ontario
Conseil d'administration

AU 31 MAI 2000

JALYNN BENNETT
Présidente
Jalynn H. Bennett & Associates Ltd.

DANIEL BRANDA
Président
INTRIA-HP

MARK DE MICHELE
Président du conseil et chef de la direction
Urban Realty Partners

BILL FARLINGER
Président du conseil
Société de production d'électricité de l'Ontario

PAUL GODFREY
Président et chef de la direction
Corporation Sun Media

DAVID KERR
Président et chef de la direction
Noranda Inc.

RON OSBORNE
Président et chef de la direction
Société de production d'électricité de l'Ontario

BRIAN ROBBINS
Président et chef de la direction
EXCO Technologies Ltd.

ARTHUR SAWCHUK
Président du conseil
La Compagnie d'Assurance-Vie Manufacturers

RICHARD MURRAY THOMSON
Président du conseil et chef de la direction (retraité)
Banque Toronto-Dominion

LYNTON WILSON
Président du conseil (retraité)
BCE Inc.

Société de production d'électricité de l'Ontario
Haute direction

AU 31 MAI 2000

BILL FARLINGER
Président du conseil

RON OSBORNE
Président et
chef de la direction

WAYNE BINGHAM
Vice-président directeur et
chef des services financiers

RICHARD DICERNI
Vice-président directeur et
secrétaire général

DAVID DRINKWATER
Vice-président directeur, Affaires
juridiques
et expansion de l'entreprise

JOHN MATHER
Vice-président directeur et
chef du service de l'information

JOHN MURPHY
Vice-président directeur,
Ressources humaines

GENE PRESTON
Vice-président directeur et
chef de la production nucléaire

PIERRE CHARLEBOIS
Premier vice-président,
Services techniques et
ingénieur en chef du nucléaire

G. CARL ANDOGNINI
Conseiller spécial en nucléaire auprès du
président et chef de l'exploitation

BRUCE BOLAND
Premier vice-président,
Exploitation commerciale

JIM BURPEE
Premier vice-président,
Production d'électricité

BARRY NICOL
Premier vice-président,
Projets spéciaux

BRUCE BENNETT
Vérificateur général

Société de production d'électricité de l'Ontario – Centrales

Centrales hydroélectriques (7 255 MW)

- 1 *Sir Adam Beck No. 1*
- 2 *Sir Adam Beck No. 2*
- 3 *Des Joachims*
- 4 *R.H. Saunders*
- • *65 centrales hydroélectriques plus petites*

Centrales nucléaires (13 864 MW)

- 5 *Bruce A*
- 6 *Bruce B*
- 7 *Pickering A*
- 8 *Pickering B*
- 9 *Darlington*

Centrales thermiques (9 700 MW)

- (10) *Lambton*
- (11) *Nanticoke*
- (12) *Lakeview*
- (13) *Lennox*
- (14) *Thunder Bay*
- (15) *Atikokan*